

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA
O ANO GÁS 2015-2016**

Junho 2015

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Variações tarifárias	2
0.2	Principais determinantes da evolução dos custos	7
0.3	Proveitos a recuperar nas atividades reguladas do setor do gás natural	12
1	INTRODUÇÃO	19
2	PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE.....	21
2.1	Aspetos relevantes para a determinação dos proveitos permitidos.....	25
2.2	Proveitos permitidos para cada atividade	47
2.2.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	48
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	49
2.2.3	Gestão Técnica Global do SNGN	51
2.2.4	Transporte de gás natural	52
2.2.5	Distribuição de gás natural.....	53
2.2.6	Compra e Venda de gás natural	58
2.2.6.1	Comercializador de último recurso grossista	58
2.2.7	Comercializador de último recurso retalhista	60
2.3	Parâmetros para a definição das tarifas	65
2.4	Compensação e transferências entre entidades reguladas.....	70
2.4.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	70
2.4.2	Transferência dos comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição	72
2.4.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	73
2.4.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP	73
2.4.3.2	Custos com o financiamento da tarifa social do operador da rede de distribuição	73
2.4.4	Compensações dos comercializadores	74
2.4.4.1	Transferências ao nível do armazenamento subterrâneo.....	78
2.4.4.2	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL	80
3	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A VIGORAREM DE 1 DE MAIO A 30 DE JUNHO DE 2015.....	81
3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas.....	81
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 ³	83
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 ³	87
3.2	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	88
3.2.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	88

3.2.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	89
3.2.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	89
4	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2015-2016	91
4.1	Tarifas de Acesso às Redes e Infraestruturas de Gás Natural	96
4.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	96
4.1.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL	97
4.1.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL	97
4.1.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL	98
4.1.1.4	Preço de Trocas Reguladas de GNL	99
4.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	101
4.1.3	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural	102
4.1.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	102
4.1.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	104
4.1.4	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural	109
4.1.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	109
4.1.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	112
4.1.4.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	112
4.1.5	Tarifas de Acesso às Redes	117
4.1.5.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	117
4.1.5.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	119
4.1.5.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	121
4.2	Tarifa Social	122
4.2.1	Tarifa Social de Acesso às Redes	124
4.2.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	124
4.3	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	127
4.3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas	128
4.3.1.1	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 ³	130
4.3.1.2	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	133
4.3.2	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	134
4.3.2.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	134
4.3.2.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	135
4.3.2.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	135
4.3.2.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	136
4.3.2.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10000 m ³	136
5	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2015-2016	139
5.1	Enquadramento regulamentar	139

5.2	Propostas apresentadas pelas empresas.....	139
5.3	Preços a vigorar no ano gás 2015-2016.....	140
5.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	141
5.3.2	Encargos com a rede a construir.....	142
5.3.3	Preço de leitura extraordinária.....	142
5.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	143
5.3.5	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 ³ (n).....	143
5.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural.....	144
6	CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA	147
7	ANÁLISE DE IMPACTES	151
7.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade.....	151
7.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.....	151
7.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	152
7.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	153
7.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	156
7.1.5	Tarifas de Uso da rede de distribuição.....	157
7.1.6	Tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	158
7.1.7	Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	159
7.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes.....	160
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de Acesso Às Redes.....	160
7.2.2	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2015-2016.....	164
7.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais.....	165
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais.....	165
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais.....	169
7.4	Impacte no preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	170
7.4.1	Evolução do preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	170
7.4.2	Estrutura do preço médio da tarifa transitória de venda a clientes finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	172
	ANEXOS.....	173
	ANEXO I SIGLAS.....	175
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....	179
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016”.....	183
	ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016”.....	251

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano, no período de 1 de maio a 30 de junho de 2015.....	4
Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano, a partir de 1 de julho de 2015.....	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano.....	4
Quadro 0-4 - Variação anual das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais.....	4
Quadro 0-5 - Variação anual das tarifas de acesso às redes.....	5
Quadro 0-6 - Variação anual das tarifas por atividade.....	5
Quadro 0-7 - Variação da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano, no período de 1 de maio a 30 de junho de 2015.....	6
Quadro 0-8 - Variação da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano, a partir de 1 de julho de 2015.....	6
Quadro 0-9 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano.....	6
Quadro 0-10 - Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano.....	7
Quadro 0-11 - Pressupostos.....	8
Quadro 0-12 - Custos das infraestruturas de gás natural.....	9
Quadro 0-13 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas.....	10
Quadro 0-14 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano 2015-2016.....	12
Quadro 0-15 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2015-2016 por atividade.....	13
Quadro 0-16 - Proveitos permitidos para o ano gás 2015-2016 por atividade.....	14
Quadro 0-17 - Transferências dos ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do CUR para a parcela I da UGS.....	15
Quadro 0-18 - Transferências da tarifa social para a parcela I da UGS.....	16
Quadro 0-19 - Transferências do mecanismo de atenuação de ajustamentos do Operador do Terminal de GNL para a parcela I da UGS.....	17
Quadro 0-20 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016.....	17
Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural.....	22
Quadro 2-2 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos.....	26
Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016.....	27
Quadro 2-4 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016.....	28
Quadro 2-5 - Principais indicadores.....	29
Quadro 2-6 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas.....	29
Quadro 2-7 - Custos das infraestruturas de gás natural.....	36
Quadro 2-8 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2015-2016.....	39

Quadro 2-9 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas.....	40
Quadro 2-10 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no ano gás 2015-2016	41
Quadro 2-11 - Reposição da neutralidade financeira por ORD	42
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016.....	44
Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016	44
Quadro 2-14 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016	44
Quadro 2-15 - Transferências para a parcela I da UGS	45
Quadro 2-16 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	48
Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem (atividade concessionada).....	49
Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem (atividade objeto de trespasse parcial)...	50
Quadro 2-19 - Faturação da REN Armazenagem (atividade objeto de trespasse parcial) a transferir para a REN Armazenagem (atividade concessionada).....	51
Quadro 2-20 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema.....	52
Quadro 2-21 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural	53
Quadro 2-22 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural	54
Quadro 2-23 - Custos das infraestruturas de gás natural	58
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.....	59
Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	61
Quadro 2-26 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	63
Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2015-2016	65
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2015-2016.....	68
Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2015-2016.....	68
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2015-2016.....	68
Quadro 2-31 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2015-2016.....	69
Quadro 2-32 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2015-2016.....	70
Quadro 2-33 - Compensação entre os ORD no ano gás 2015-2016	71
Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2015-2016	71
Quadro 2-35 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2015-2016.....	72
Quadro 2-36 - Transferências do sobreproveito	73
Quadro 2-37 - Custos previstos para o ano gás 2015-2016, no âmbito da tarifa social.....	74
Quadro 2-38 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2015-2016.....	75
Quadro 2-39 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II.....	76
Quadro 2-40 - Transferências UGS I	76

Quadro 2-41 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	77
Quadro 2-42 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG	77
Quadro 2-43 - Transferências mensais da REN em percentagem	78
Quadro 2-44 - Transferências mensais dos proveitos permitidos recuperados por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	79
Quadro 2-45 - Transferências mensais dos ajustamentos de 2013 a repercutir no ano gás 2015-2016.....	79
Quadro 2-46 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Terminal de GNL	80
Quadro 3-1 – Fatores de agravamento de 1 de maio a 30 de junho de 2015	82
Quadro 3-2 – Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais de 1 de maio a 30 de junho de 2015	83
Quadro 3-3 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás	84
Quadro 3-4 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás	84
Quadro 3-5 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás	84
Quadro 3-6 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal.....	85
Quadro 3-7 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	85
Quadro 3-8 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	85
Quadro 3-9 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	86
Quadro 3-10 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás	86
Quadro 3-11 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás	86
Quadro 3-12 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	87
Quadro 3-13 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	87
Quadro 3-14 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	88
Quadro 3-15 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	89
Quadro 3-16 - Tarifa de Energia com agravamento dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	89
Quadro 3-17 - Tarifa de Energia com agravamento dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	90
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	92
Quadro 4-2 - Preço de energia do serviço de receção de GNL.....	97
Quadro 4-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL	98
Quadro 4-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL	98
Quadro 4-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.....	98
Quadro 4-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL	99
Quadro 4-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas	99

Quadro 4-8 - Preço das trocas reguladas de GNL.....	100
Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	101
Quadro 4-10 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	102
Quadro 4-11 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	103
Quadro 4-12 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	103
Quadro 4-13 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	103
Quadro 4-14 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema.....	104
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	106
Quadro 4-16 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	106
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída.....	107
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AT	109
Quadro 4-19 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação mensal).....	109
Quadro 4-20 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação anual).....	109
Quadro 4-21 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	110
Quadro 4-22 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	111
Quadro 4-23 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição.....	111
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	112
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP	115
Quadro 4-26 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	115
Quadro 4-27 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	115
Quadro 4-28 - Preços da tarifa de URD em BP >	116
Quadro 4-29 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	116
Quadro 4-30 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	116
Quadro 4-31 - Preços da tarifa de URD em BP <	117
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2015-2016 ...	117
Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	118
Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	118

Quadro 4-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2015-2016	118
Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	118
Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	119
Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2015-2016.....	119
Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2015-2016.....	119
Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	120
Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	120
Quadro 4-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2015-2016.....	120
Quadro 4-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	120
Quadro 4-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	121
Quadro 4-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2015-2016	121
Quadro 4-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2015-2016	122
Quadro 4-47 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes	124
Quadro 4-48 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	124
Quadro 4-49 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás	125
Quadro 4-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	125
Quadro 4-51 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	125
Quadro 4-52 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal.....	125
Quadro 4-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	126
Quadro 4-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás	126
Quadro 4-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	126
Quadro 4-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás	126
Quadro 4-57 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás	127
Quadro 4-58 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	127
Quadro 4-59 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	127
Quadro 4-60 – Fatores de agravamento a partir de 1 de julho de 2015.....	129

Quadro 4-61 – Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2015.....	129
Quadro 4-62 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	130
Quadro 4-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	130
Quadro 4-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	130
Quadro 4-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal.....	131
Quadro 4-66 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboaagás.....	131
Quadro 4-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	131
Quadro 4-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	132
Quadro 4-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás.....	132
Quadro 4-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	132
Quadro 4-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	133
Quadro 4-72 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás.....	133
Quadro 4-73 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	134
Quadro 4-74 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	135
Quadro 4-75 - Tarifa de Energia com agravamento dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	135
Quadro 4-76 - Tarifa de Energia com agravamento dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	136
Quadro 4-77 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	136
Quadro 4-78 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	136
Quadro 5-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2015-2016).....	141
Quadro 5-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2015-2016).....	142
Quadro 5-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2014-2015).....	142
Quadro 5-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2015-2016).....	143
Quadro 5-5 - Valores de referência.....	145
Quadro 6-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna.....	147
Quadro 7-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	151
Quadro 7-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	152
Quadro 7-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	153
Quadro 7-4 - Receitas, quantidades e preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	155

Quadro 7-5 - Receitas, quantidades e preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	155
Quadro 7-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	156
Quadro 7-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	157
Quadro 7-8 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	158
Quadro 7-9 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	159
Quadro 7-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	161
Quadro 7-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão	161
Quadro 7-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	162
Quadro 7-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	163
Quadro 7-14 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	163
Quadro 7-15 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	171

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais.....	31
Figura 2-2 - Evolução do preço do gás natural e do preço do petróleo nos mercados internacionais.....	32
Figura 2-3 - Evolução dos preços do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses	33
Figura 2-4 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent entre 1987 e março de 2015.....	34
Figura 2-5 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	35
Figura 2-6 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal.....	37
Figura 2-7 - Proveitos do setor do gás natural.....	47
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	152
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	153
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	154
Figura 7-4 - Preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	155
Figura 7-5 - Preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	156
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	157
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	158
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	159
Figura 7-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	160
Figura 7-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores	161
Figura 7-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	162
Figura 7-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	162
Figura 7-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	163
Figura 7-14 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	164
Figura 7-15 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, em 2015-2016	164
Figura 7-16 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, em 2015-2016	165
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	166
Figura 7-18 - Estrutura das receitas do setor do gás natural.....	166
Figura 7-19 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão	167
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Electroprodutores	167

Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP	168
Figura 7-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP	168
Figura 7-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>	169
Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<	169
Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em 2015-2016.....	170
Figura 7-26 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	171
Figura 7-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ em 2015-2016	172

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2015-2016 e de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 15 de abril de 2015, 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 2015-2016”. 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016 são:

1. Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2015-2016;
2. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural;
3. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2015-2016;
4. Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016;
5. Análise dos investimentos do setor do gás natural.

0.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2015-2016, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, com a alteração da Diretiva n.º 10/2014, de 23 de junho, 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 de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

Neste contexto, veio a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.º 127/2014, de 25 de junho e n.º 97/2015, de 30 de março, fixar a data prevista no n.º 1 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, em 31 de dezembro de 2017.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório, a terminar, nos termos da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, em 31 de dezembro de 2017.

Durante este período, o comercializador de último recurso continua a fornecer gás natural àqueles clientes finais, que independentemente do consumo associado, não exerçam o direito de mudança, mediante a cobrança de tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento. O Decreto-Lei n.º 15/2015 remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição do mecanismo de determinação do mencionado fator de agravamento.

A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, veio fixar fatores de agravamento aplicáveis entre 1 de maio e 30 de junho de 2015 e a partir de 1 de julho de 2015.

Assim, em cumprimento dos normativos legais referentes ao regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, a ERSE publica os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, a vigorar entre 1 de maio e 30 de junho de 2015, que incorporam os valores dos fatores de agravamento estabelecidos pela referida Portaria.

Por razões de informação e fundamentação da decisão tarifária da ERSE, relativamente às tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2015-2016, o presente documento inclui informação sobre os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem entre 1 de maio a 30 de junho de 2015 e fundamenta as tarifas de gás natural aplicáveis no ano gás 2015-2016.

A variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem entre 1 de maio e 30 de junho de 2015, relativamente a julho de 2014, consta do Quadro 0-1.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano, no período de 1 de maio a 30 de junho de 2015

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária maio 2015 / julho 2014
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-3,9%

A variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2015, relativamente ao período de 1 de maio a 30 de junho de 2015, consta do Quadro 0-2.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano, a partir de 1 de julho de 2015

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária julho 2015/maio 2015
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-3,5%

Numa análise global, verifica-se que a variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2015, relativamente a julho de 2014, corresponde a um decréscimo de 7,3%.

Quadro 0-3 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2015-2016 / 2014-2015
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-7,3%

As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que vigoram entre 1 de julho de 2015 e 30 de junho de 2016, observam uma variação de -7,3% definida pelo Despacho n.º 3687-A/2015, de 13 de abril.

Quadro 0-4 - Variação anual das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais

Tarifa social de Venda a Clientes Finais	Variação 2015-2016/2014-2015
Consumo ≤ 500 m ³ /ano	-7,3%

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 2015 e 30 de junho de 2016, relativamente ao período homólogo de 2014-2015, consta do quadro seguinte.

Quadro 0-5 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2015-2016/2014-2015
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	11,9%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m ³)	-5,3%
Clientes em BP < (< 10 000 m ³)	-6,1%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

No Quadro 0-6 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 0-6 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação 2015-2016/2014-2015
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	8%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	22%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-8%

No Quadro 0-7 apresenta-se a variação da tarifa de Energia, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, no período de 1 de maio a 30 de junho de 2015, relativamente a junho de 2014.

Quadro 0-7 - Variação da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano, no período de 1 de maio a 30 de junho de 2015

Tarifas por atividade	Variação tarifária maio 2015 / julho 2014
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-10,1%

No Quadro 0-8 apresenta-se a variação da tarifa de Energia, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a partir de 1 de julho de 2015, relativamente ao período de 1 de maio a 30 de junho de 2015.

Quadro 0-8 - Variação da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano, a partir de 1 de julho de 2015

Tarifas por atividade	Variação tarifária julho 2015/maio 2015
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-2,8%

Numa análise global, verifica-se que a variação da tarifa de Energia para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorar a partir de 1 de julho de 2015, relativamente a julho de 2014, corresponde a um decréscimo de 12,7%.

Quadro 0-9 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2015-2016 / 2014-2015
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-12,7%

No Quadro 0-10 apresenta-se a variação da tarifa de comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, relativamente ao período homólogo de 2014-2015.

Quadro 0-10 - Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação 2015-2016/2014-2015
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	5,0%

As tarifas de energia e de comercialização, juntamente com as tarifas de Acesso às Redes, condicionam a variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais apresentadas anteriormente.

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 2015-2016”.

DEFLATORES E TAXAS DE JURO

No Quadro 0-11 apresenta-se uma síntese dos pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016.

Quadro 0-11 - Pressupostos

Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2013	2,3%
	- 2014	0,9%
	- 2015	1,0%
	- 2016	1,4%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2013 acrescida de <i>spread</i>	2,036%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2014 acrescida de <i>spread</i>	0,975%
Taxas de remuneração	Taxas de remuneração previsionais das atividades em média e alta pressão para 2015-2016.	Alta Pressão - 7,44% Distribuição - 7,94%

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 está associado 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 2015/2016 foi de: i) 2,356 cent€/kWh, para 2015 e de ii) 2,356 cent€/kWh, para 2016, 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 0-12.

Quadro 0-12 - Custos das infraestruturas de gás natural

Unidade: cent€/kWh

	2015/2016
Custo unitário terminal	0,11967
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05374
Custo unitário imob. RE	0,00594
Custo unitário rede transporte	0,02871
Custo unitário (Custos GGN)	0,01004
Custo unitário total	0,21810

METAS DE EFICIÊNCIA

Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores¹, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores² 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 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 2015-2016 o terceiro e último ano da sua aplicação.

O Quadro 0-13 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.

¹ Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”, de junho de 2013.

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

Quadro 0-13 - 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

No que se refere às alterações legislativas com influência para cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas e com relevância no cálculo das tarifas de gás natural para o ano gás 2015-2016, destacam-se as seguintes:

- Portaria n.º 127/2014, de 25 de junho, primeira alteração à Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, que fixa a data de extinção das tarifas transitórias para fornecimento de gás natural aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10000m³;
- Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, procede à primeira alteração do Decreto-Lei 102/2011, de 30 de setembro, que criou o apoio social extraordinário ao consumidor de energia e cujo regime é operacionalizado seguindo os critérios aplicáveis à atribuição da tarifa social, atualizando-o;
- Portaria n.º 278-B/2014, de 29 de dezembro, procede à primeira alteração às Portarias n.º 275 -A/2011 e 275 -B/2011, ambas de 30 de setembro;
- Lei n.º 82-B/2014 de 31 de dezembro - Aprova o Orçamento de Estado para 2015;
- Entre outras, destacam-se as alterações operadas pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro ao Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março e ao Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, no sentido de modificar a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³;
- Despacho n.º 3146/2015, de 27 de março, que altera o n.º 1 do artigo 13.º do anexo III ao Despacho n.º 5729/2013, de 17 de abril, que define as principais linhas de orientação das campanhas de informação e esclarecimento dos consumidores de eletricidade e de gás natural;

- Portaria n.º 97/2015, de 30 de março que, entre outras, procede à primeira alteração à Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro e aprova as datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³;
- Despacho n.º 3687-A/2015, de 13 de abril, que determina a variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso do ano gás 2014-2015 para o ano gás 2015-2016;
- Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, que estabelece o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído nas tarifas transitórias do gás natural;
- Lei n.º 33/2015, de 27 de abril, que procede à segunda alteração ao regime que cria a contribuição extraordinária sobre o setor energético, aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro;
- Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, que define o mecanismo de recuperação dos ajustamentos extraordinários de custos de aquisição de gás natural, resultantes dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*.

BALANÇO DE ENERGIA DO SETOR DO GÁS NATURAL

O balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2015-2016 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 0-14 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano 2015-2016

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN		
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto		33 994
	1.1 Campo Maior		33 994
	1.2 Valença do Minho		0
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL		15 597
	2.1 Injecções RNT		14 569
	2.2 Camião cisterna		1 028
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo		769
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN		50 360
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN		49 332
	Saídas da RNTGN		
	6 Exportação (Valença do Minho)		0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo		769
	8 Centros electroprodutores		6 802
	9 Clientes industriais em AP		18 079
	10 Redes de distribuição (interligadas)		23 632
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN		49 282
	12 Variação das existências (Linepack)		0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN		49
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN		48 513
	Entradas na RNDGN		
15=10	15 Redes interligadas		23 632
16	16 Redes abastecidas por UAG		830
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN		24 461
	Saídas da RNDGN		
	18 Clientes em MP		16 827
	19 Clientes em BP		7 591
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN		43
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)		24 461

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 0-15 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2015-2016, por atividade.

Quadro 0-15 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2015-2016 por atividade

Unidade: 10 ³ EUR				
	Proveitos a recuperar Tarifas 2015-2016	Proveitos a recuperar Tarifas 2014-2015	Variação	
Proveitos do operador de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL [a]	40 249	35 025	5 224	14,9%
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural [b]	27 828	25 861	1 968	7,6%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural [c]	175 190	158 449	16 741	10,6%
Proveitos da atividade de transporte de gás natural	119 208	113 027	6 181	5,5%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I	36 640	10 376	26 264	253,1%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II	19 343	35 046	-15 703	-44,8%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	351 175	367 967	-16 793	-4,6%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS	18 172	5 038	13 134	260,7%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	18 263	4 767		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]	91	-272		
Custos com financiamento da tarifa social [e]	-99	526		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	8 800	19 124	-10 324	-54,0%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	9 402	17 197		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS [f]	602	-1 927		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<	1 220	2 174	-954	-43,9%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	1 681	2 953		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [g]	461	779		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT	29 952	28 848	1 104	3,8%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	38 717	37 102		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [h]	8 765	8 254		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural [i]	293 031	312 783	-19 752	-6,3%
Proveitos do comercializador de último recurso grossista [j]	29 753	42 557	-12 804	-30,1%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	29 753	42 557	-12 804	-30,1%
Proveitos dos comercializadores de último recurso				
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	15 839	11 563	4 277	37,0%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	7 957	5 784	2 173	37,6%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	7 483	5 549	1 934	
Proveitos da função de Comercialização [k]	400	229	170	74,3%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³	67 997	107 397	-39 400	-36,7%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	21 796	36 773	-14 977	-40,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	37 235	57 684	-20 450	
Proveitos da função de Comercialização [l]	8 966	12 940	-3 974	-30,7%
Total dos proveitos a recuperar [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]	565 597	580 484	-14 887	-2,6%

O Quadro 0-16 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

Quadro 0-16 - Proveitos permitidos para o ano gás 2015-2016 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos Permitidos 2015-2016
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	[a]	42 124
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	[b]	27 828
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	136 341
Proveitos da atividade de transporte de gás natural		119 208
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		16 691
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II ⁽¹⁾		443
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	[d]	351 175
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		18 172
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		8 800
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		1 220
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		29 952
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		293 031
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	[e]	25 124
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		25 124
Proveitos dos comercializadores de último recurso		
Proveitos da Comercialização de último recurso em regime transitório a grandes clientes	[f]	0
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		
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	[g]	39 815
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		27 265
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		7 483
Proveitos da função de Comercialização		5 067
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³	[h]	83 563
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		25 986
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		37 235
Proveitos da função de Comercialização		20 342
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		705 969

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-15 resultam de:

- Transferências para as parcelas I e II da atividade de UGG;
- 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 impactes 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, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, 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, originaram 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 0-17 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 2015-2016.

Quadro 0-17 - Transferências dos ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do CUR para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	2 130
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	16 043
Total	18 173

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 0-18 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.

No ano gás 2015-2016 verifica-se que os valores da tarifa social considerados ao nível da UGS I são montantes a devolver pelos operadores da rede de distribuição ao operador da rede de transporte.

Quadro 0-18 - Transferências da tarifa social para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Tarifa Social	-99
Total	-99

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 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 atual período regulatório, 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 da tarifa de UGS.

O Quadro 0-19 apresenta os valores transferidos no âmbito deste mecanismo nas tarifas de 2015-2016.

Quadro 0-19 - Transferências do mecanismo de atenuação de ajustamentos do Operador do Terminal de GNL para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	1 875
Total	1 875

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 0-20 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016.

Quadro 0-20 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos de preços e quantidades t-1 e t-2 CURg	31
Ajustamentos t-1 e t-2 CURr	18 615
Juros	443
Total	19 089

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 2015-2016 no âmbito desta parcela corresponde a 254 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 2015-2016”. 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 140/2006³, de 26 de julho e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho⁴.

As tarifas e preços, para o ano gás 2015-2016, são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2015-2016 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2013, os estimados para o ano 2014 e os previsionais dos anos de 2015 e de 2016 enviados pelas seguintes empresas:

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

Os valores inscritos nos quadros do presente documento são arredondados para milhares de euros (10³ EUR). No entanto, para efeitos de cálculo tarifário considerou-se como unidade o cêntimo de euro.

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

- No capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2015-2016, bem como a descrição das principais decisões da ERSE que estão subjacentes aos valores obtidos e os respetivos impactes.

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

⁴ 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 transitórias de Venda a Clientes Finais, a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2015.
- No capítulo 4, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2015-2016, de acordo com o Regulamento Tarifário.
- No capítulo 5, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2015-2016, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.
- No capítulo 6, o custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna.
- Por último, no capítulo 7 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 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural” e da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2015-2016” e de “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016”

No documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 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 2015-2016”, 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.

O documento de “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016” apresenta os parâmetros a aplicar às atividades reguladas por incentivos para o período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, com a justificação das metodologias adotadas, bem como o custo de capital para as atividades reguladas em Alta Pressão e para a atividade de Distribuição de gás natural.

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 indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)
REN Armazenagem, 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 Armazenagem) e 4% (Transgás Armazenagem) ao ano para a variação dos custos de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo 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 por rodovia para UAG's - custos eficientes Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo 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 campanha de informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural; j) Custos do gestor logístico das UAG	Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

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 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

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	Pass through de custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição.			Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição
	Comercialização de gás natural	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, 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 activos a custos históricos considera-se a remuneração e a amortização do exercício.
 (1) Beiragás, Lisboa GDL, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás.
 (2) Beiragás, Lisboa Gás 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 2015-2016 para as empresas das atividades reguladas teve por base, para além dos parâmetros fixados para o período regulatório que se iniciou no ano gás 2013-2014, 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.

A ERSE voltou a ser citada, por carta registada datada de 12 de dezembro de 2013, 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.

Em 3 de novembro de 2014 a ERSE foi citada, na qualidade de Ré, de nova Ação administrativa especial de pretensão conexa com atos administrativos (processo n.º 2780/13.4BELSB) que pede, designadamente, a anulação da decisão de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2014 a junho de 2015 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão. Esta ação replica, *mutatis mutandis*, as restantes ações, intentadas pelos mesmos autores desde o ano gás 2010-2011. Relativamente a estes processos decorreu em 2014 a primeira audiência prévia relativamente ao primeiro processo de impugnação de tarifas de gás natural.

A ERSE contestou todas as ações invocando, com base na lei aplicável, a correção dos seus cálculos e do resultado obtido, pugnano 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 2014-2015 com um impacto global até 67,6 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 2014-2015		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)
	milhares de €	em %	
13,7%	67 610	23,8%	11,8%

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

Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2014-2015		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)
	milhares de €	em %	
9,9%	64 741	22,8%	11,3%

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 2014 inclusive, conduzindo a um fator

de reavaliação de 13,7%. No segundo cenário, é utilizado o IPC sem habitação no continente, conduzindo a um fator de reavaliação de 9,9%.

Esta pretensão, para além dos impactes nos anos gás 2010-2011, 2011-2012, 2012-2013, 2013-2014 e 2014-2015, teria impactes cumulativos em cada um dos períodos regulatórios seguintes, isto é, a cada três anos, sendo o impacte até ao final do prazo de concessão estimado em cerca de 1 150 milhões de euros de proveitos vincendos.

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 2015-2016 são os seguintes:

Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016

Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2013	2,3%
	- 2014	0,9%
	- 2015	1,0%
	- 2016	1,4%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2013 acrescida de <i>spread</i>	2,036%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2014 acrescida de <i>spread</i>	0,975%
Taxas de remuneração	Taxas de remuneração previsionais das atividades em média e alta pressão para 2015-2016.	Alta Pressão - 7,44% Distribuição - 7,94%

- *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 2015-2016

		2013	2014
Deflator do PIB		2,295%	0,920%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0,536%	
	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		0,475%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,500%

- *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 2015-2016, 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 (BP) para diversos indicadores de variação de preços.

Quadro 2-5 - Principais indicadores

Unidade: %

	2014	2015			2016		
	INE	FMI	CE	BP	FMI	CE	BP
Deflator do PIB	0,9	1,0	1,0	-	1,3	1,4	-
Deflator do Consumo Privado	0,6	-	0,1	-	-	1,1	-
IHPC	-0,2	0,4	0,1	0,2	1,0	1,1	1,1
Deflator das exportações (bens e serviços)	-0,5	-	-0,5	-	-	1,4	-
Deflator das importações (bens e serviços)	-2,4	-	-2,1	-	-	1,0	-

Fontes: ERSE, Banco de Portugal - "Projeções para a economia portuguesa: 2015-2017", 25 de Março 2015;

FMI - Portugal: *First Post-Program Monitoring Discussions-Staff Report*, January 30, 2015; Comissão Europeia

(CE) - Previsões económicas fevereiro 2015; INE.

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2015, como para o ano de 2016, como se esquematiza no Quadro 2-6.

Quadro 2-6 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas

	2015	2016
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	0,80%	1,10%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	0,80%	1,10%
Duriensagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	0,80%	1,10%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	0,50%	0,50%
Lisboagás Comercialização, S.A.	0,80%	1,10%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	0,80%	1,10%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	0,80%	1,10%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	0,80%	1,10%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	0,80%	1,10%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	0,80%	1,10%
Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	0,50%	0,50%
REN Armazenagem, S.A.	0,90%	1,70%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	0,90%	1,70%
REN Gasodutos, S.A.	0,90%	1,70%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	0,80%	1,10%
Setgás Comercialização, S.A.	0,80%	1,10%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,00%	1,00%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,80%	1,80%
Transgás Armazenagem, S.A.	0,80%	1,10%
Transgás, S.A.	0,80%	1,10%

As taxas de inflação adotadas pela ERSE para o deflator do PIB para 2015 (1,0%) e para 2016 (1,4%) são as que constam do documento “European Economic Forecast – Winter 2015” da Comissão Europeia.

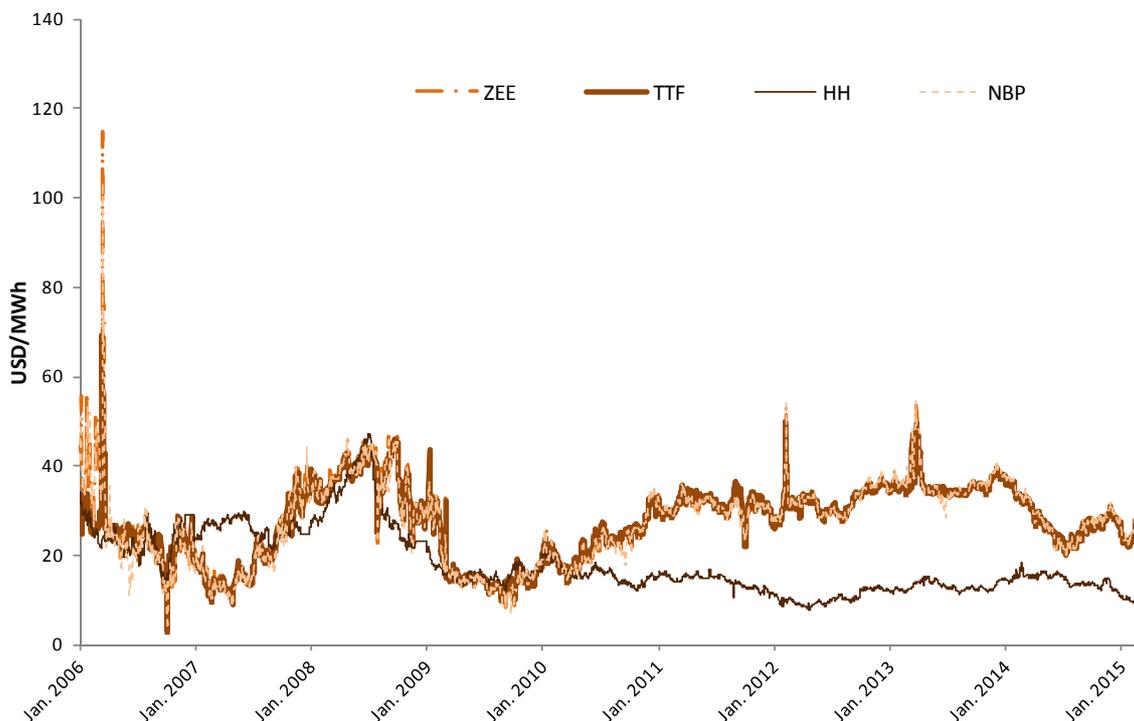
CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL

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, associa o preço de aquisição de gás natural à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos 4 contratos de *take-or-pay*.

Para analisar a evolução do preço do gás natural em Portugal e nos mercados internacionais foram selecionados quatro mercados internacionais de referência, o *Zeebrugge*, o *National Balancing Point* (NBP), o *Title Transfer Facility* (TTF) e o *Henry Hub* (HH). O *Zeebrugge*, o NBP e o TTF são *hubs* virtuais de compra e venda de gás natural localizados na Bélgica, Reino Unido e 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 (ver Figura 2-1).

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

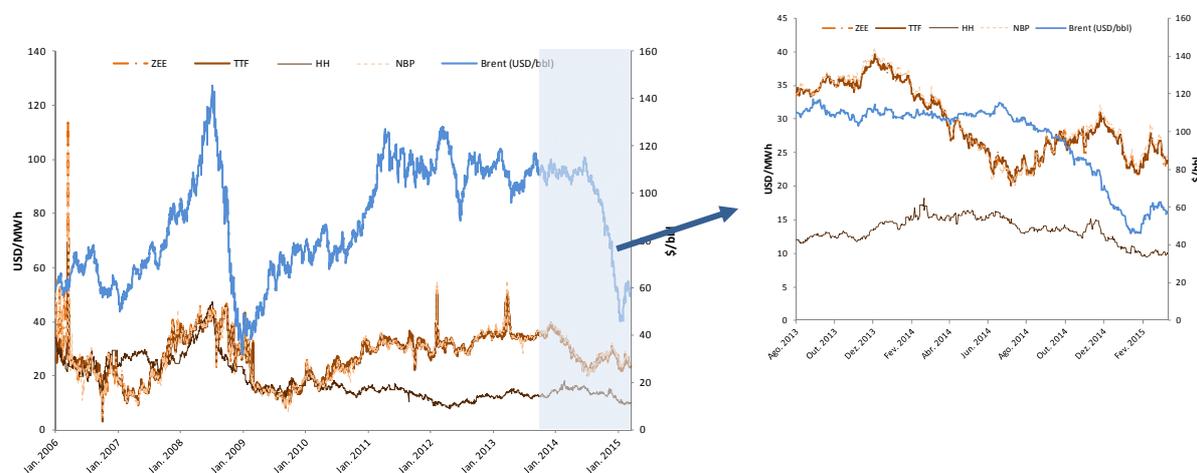


Fonte: ERSE, Reuters

Como se pode verificar, todos os produtos apresentam um comportamento semelhante à exceção do HH americano, que a partir do 2º 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.

A Figura 2-2 permite verificar a ocorrência de oscilações momentâneas no preço do gás natural que aparentemente não têm qualquer relação com o preço do petróleo. Neste sentido, verificou-se entre dezembro de 2013 e julho de 2014 uma descida dos preços do *Zeebrugge*, TTF e NBP, período, após o qual, ocorreu uma inversão da tendência. Por outro lado, os preços do petróleo, após um período de relativa estabilidade, em torno de valores próximos de uma média de 110 USD/bbl, entre agosto de 2013 e julho de 2014, apresentam uma queda acentuada, situando-se no início de março de 2015 em cerca de 60 USD/bbl.

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

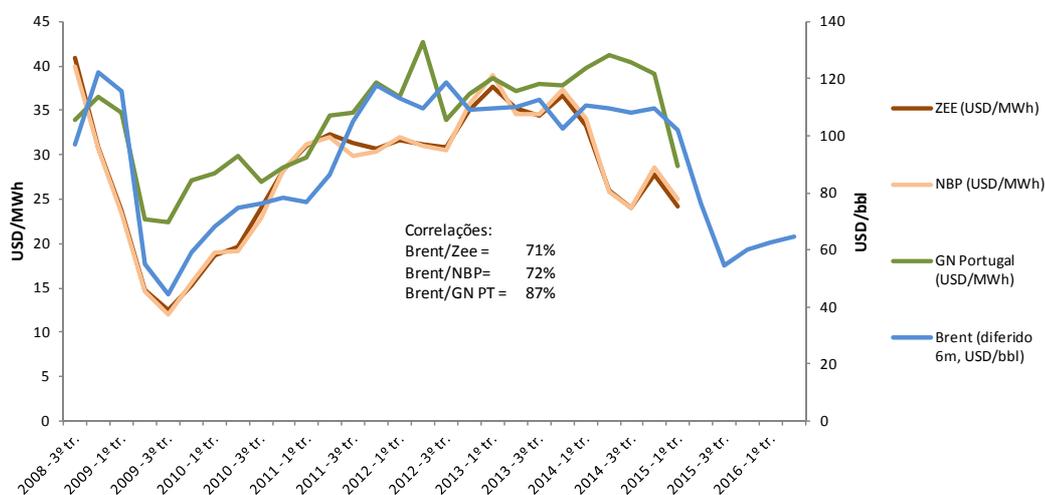


Fonte: ERSE, EIA, Reuters

A Figura 2-3 apresenta a evolução dos preços do *Zeebrugge*, do NBP, do gás natural e do petróleo Brent, em base trimestral, considerando um desfasamento temporal de 6 meses entre o preço do petróleo e os preços dos restantes produtos, sendo também apresentadas as respetivas correlações⁵. Verifica-se que a correlação do preço do gás natural em Portugal com o petróleo desfasado 6 meses é de 87%, uma correlação bastante elevada. Esta correlação justifica-se pelo facto dos 4 contratos de *take-or-pay* estarem indexados ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com desfasamento entre 6 e 3 meses.

⁵ As análises efetuadas mostram que há um desfasamento temporal entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do custo do gás natural, verificando-se que as correlações apresentam valores superiores para um desfasamento de 6 meses.

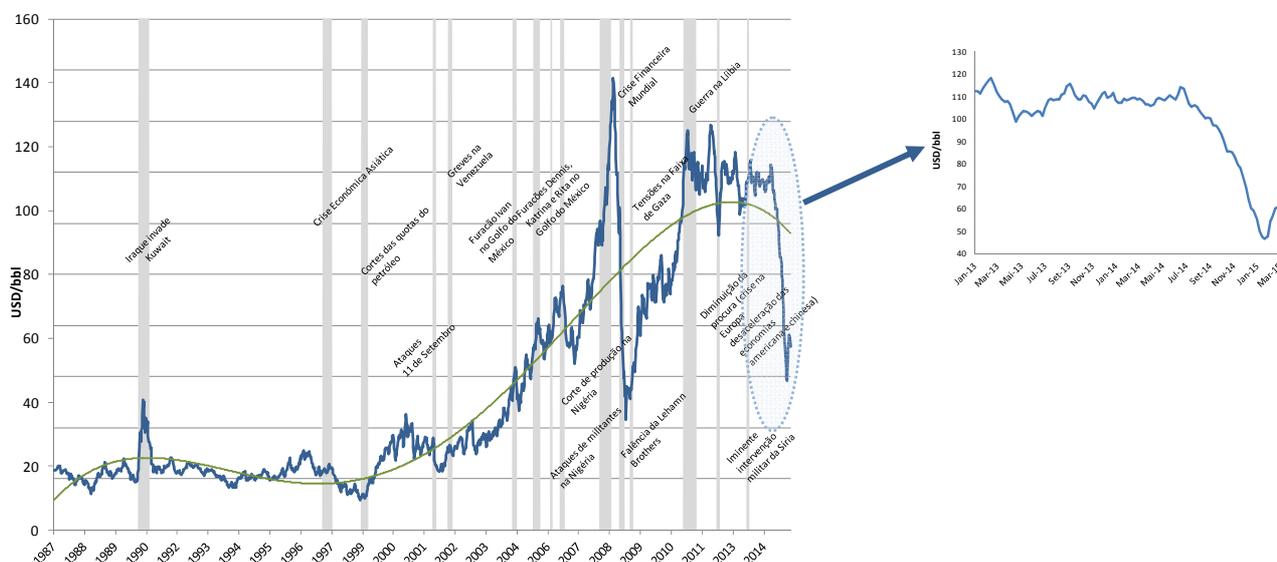
Figura 2-3 - Evolução dos preços do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses



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 março de 2015. Após um máximo de 141 USD/bbl no início de julho de 2008, 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. A partir de meados de março de 2012, e até meados de abril de 2013, verificou-se uma tendência de descida com o preço a atingir os 98 USD/bbl. Até final do primeiro semestre de 2014 o preço voltou a apresentar um crescimento moderado atingindo em meados de junho os 116 USD/bbl. A partir de julho o preço do petróleo registou um decréscimo muito acentuado, que se prolongou até finais de janeiro de 2015 (com um registo de mínimo neste período de 46 USD/bbl no dia 26), altura em que se inverteu este movimento de descida e se iniciou uma subida dos preços até atingir um valor de 62,8 USD/bbl, no final de fevereiro. Nas primeiras semanas de março de 2015 o preço do Brent registou uma ligeira queda, tendo registado valores próximos dos 53 USD/bbl.

Figura 2-4 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent entre 1987 e março de 2015

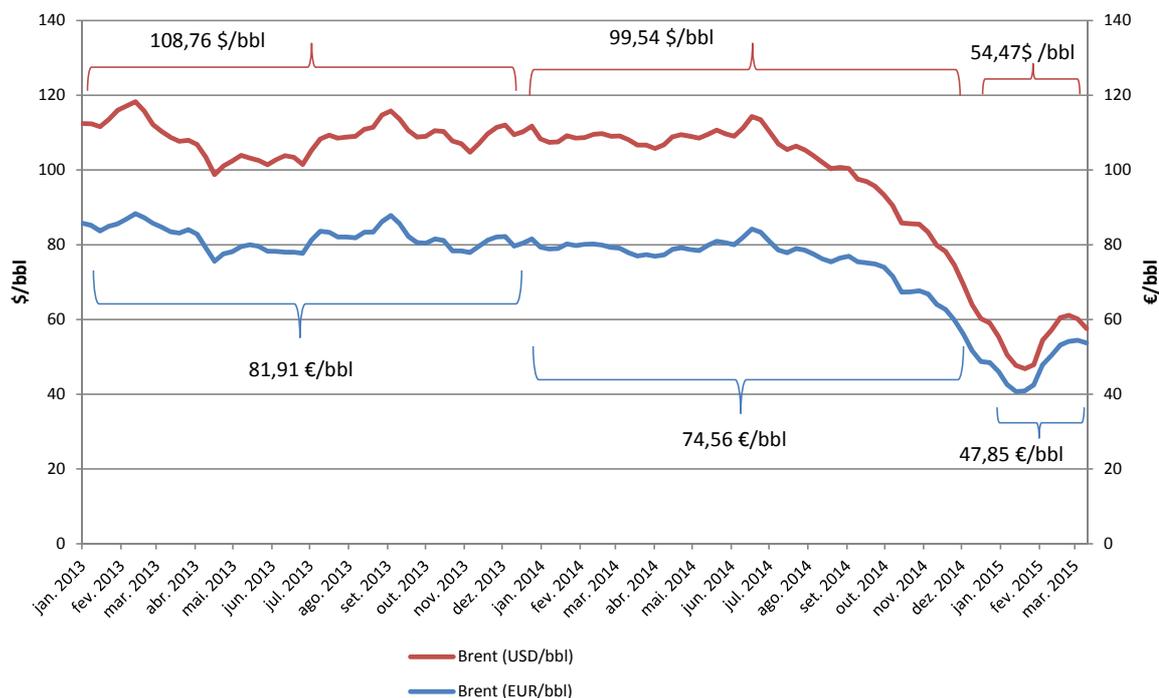


Fonte: ERSE, EIA

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. A evolução recente da cotação do EUR/USD, registou uma importante desvalorização do euro face ao dólar americano. Até meados de março de 2015 verificou-se uma desvalorização do EUR/USD de cerca de 16%, em termos de média móvel de 3 meses, face ao mesmo período do ano anterior (em termos de valores diários *spot* registou-se uma desvalorização de -24%, desde o máximo de 2014, com uma cotação de 1,39 EUR/USD, em março de 2014). A diferença entre o preço do Brent em USD e EUR manteve-se relativamente estável na primeira metade de 2014. Na segunda metade de 2014, com a queda acentuada da cotação do EUR/USD, os dois preços foram convergindo, tendo-se aproximado bastante no primeiro trimestre de 2015. Tendo em conta o programa do BCE de QE⁶ e a esperada alteração de política monetária da Reserva Federal⁷ dos Estados Unidos, poder-se-á continuar a observar uma desvalorização do euro.

⁶ No atual cenário de combate à (des)inflação na Zona Euro, há expectativas de que os atuais níveis, historicamente baixos, da taxa de juro de referência do BCE, se possa prolongar por um período de tempo alargado.

⁷ Com uma subida expectável da taxa juro de referência nos EUA (*target rate* dos *fed funds*) antes do final do ano, com um cenário de subida de juros entre junho e setembro.

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

Fonte: ERSE, 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 2015-2016 foi de: i) 2,356 cent€/kWh, para 2015 e de ii) 2,356 cent€/kWh, para 2016, ambos considerados à saída. Estas previsões subentendem um preço do petróleo em torno de 56 €/bbl.

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

	2015/2016
Custo unitário terminal	0,11967
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05374
Custo unitário imob. RE	0,00594
Custo unitário rede transporte	0,02871
Custo unitário (Custos GGN)	0,01004
Custo unitário total	0,21810

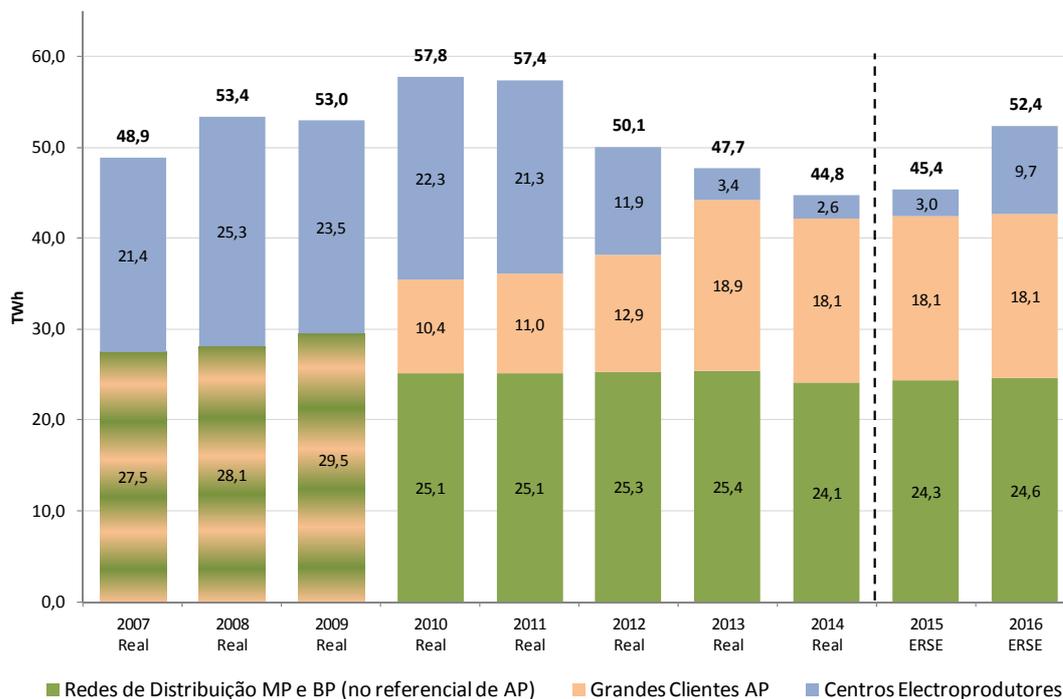
BALANÇO DE GÁS NATURAL

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. Os últimos dados reais mostram que o consumo de gás natural dos centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, se situam abaixo de 3 TWh, o que representa cerca de 6% do consumo nacional de gás natural, uma fração consideravelmente inferior à dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão, que têm uma quota que já ultrapassa 40% 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 que já ultrapassou os 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 no 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 nos diferentes níveis do balanço de gás natural ou, de um ponto de vista comercial, da cadeia de valor do setor, coexistem igualmente diferentes prismas para a evolução dos consumos de gás natural que importa à ERSE ponderar.

Figura 2-6 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal



A Figura 2-6 ilustra a evolução dos consumos de gás natural em Portugal, incluindo os dados previsionais para 2015 e 2016 da ERSE. A previsão para 2015 e 2016 é idêntica à da REN, com exceção dos centros electroprodutores. Para este segmento, o consumo de gás natural passou de cerca de 22 TWh em 2010 e 2011, para 2,6 TWh em 2014, o que representa uma queda da ordem de 88% em 3 anos. Para 2015 e 2016, a ERSE assumiu a conjugação de diversos fatores, que condicionam as previsões de consumo de gás natural dos centros electroprodutores, designadamente: (i) a retoma das quantidades contratuais estipuladas no AGC da central da Turbogás em 2016 (ii) um *mix* de produção elétrica de um ano médio em termos de hidraulicidade e de eolicidade, num cenário de leve crescimento do consumo de energia elétrica; (iii) o facto do custo variável de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural vir a ser, muito provavelmente, superior ao custo variável das centrais a carvão, tendo em conta os preços atuais e futuros dos respetivos combustíveis e das licenças de emissão de CO₂.

Relativamente aos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, a ERSE considera que o consumo de gás natural terá atingido um nível estável, sem previsão de entradas e saídas de instalações que possam alterar significativamente o nível de consumo deste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes. Assim, assumiu-se que os consumos em 2015 e 2016 deverão manter-se no nível atualmente previsto pela REN para o ano 2014, o qual incorpora os dados reais mais recentes deste segmento.

No que respeita às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que a agregação dos valores previstos pelos operadores das redes de distribuição é muito semelhante ao valor obtido com os dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do terminal de GNL⁸. Neste quadro, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2015-2016, exceto no caso da Sonorgás, cujos valores foram revistos em baixa de modo a adequar 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. As alterações introduzidas recentemente no calendário de extinção destas tarifas, através da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, vieram adequar-se ao atual ritmo de liberalização do mercado retalhista de gás natural. Neste contexto, a ERSE assumiu as previsões de procura para os segmentos de consumidores acima de 10 000 m³ indicados pelas empresas, as quais refletem o conhecimento das mesmas dos seus mercados. Para o segmento de consumidores abaixo de 10 000 m³ as previsões das empresas foram adequadas, sempre que necessário, tendo em conta os dados mais recentes de liberalização do mercado.

O balanço de gás natural para o ano gás 2015-2016 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 2015-2016” encontra-se uma explicação mais detalhada dos pressupostos e metodologia subjacentes à elaboração deste balanço de gás natural.

⁸ 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.

Quadro 2-8 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2015-2016

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	33 994
	1.1 Campo Maior	33 994
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	15 597
	2.1 Injecções RNT	14 569
	2.2 Camião cisterna	1 028
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	769
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	50 360
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	49 332
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	769
	8 Centros electroprodutores	6 802
	9 Clientes industriais em AP	18 079
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 632
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	49 282
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	49
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	48 513
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	23 632
16	16 Redes abastecidas por UAG	830
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	24 461
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	16 827
	19 Clientes em BP	7 591
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	43
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	24 461

METAS DE EFICIÊNCIA

Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores⁹, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores¹⁰ 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

⁹ Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural” de junho 2013.

¹⁰ Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

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 2015-2016 o terceiro 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%

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 impacto 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 no ano gás 2015-2016.

Quadro 2-10 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no ano gás 2015-2016

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2015-2016
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	42 124
b	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	14 437
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	47 045
d	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	14 310
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.	-0,16
$\frac{((a/b)/(c/d))}{(1+e)} \cdot a$	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	1 875

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 incluídas as parcelas correspondentes a três anos gás nos proveitos permitidos dos ORD, restam os montantes estabelecidos para o ano gás 2015-2016. Seguidamente, são apresentados os montantes calculados para o ano gás 2015-2016 refletidos por ORD.

Quadro 2-11 - Reposição da neutralidade financeira por ORD

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2015-2016	1 160	51	-281	11 083	1 903	-41
	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2015-2016	30	5 254	1 214	563	544	21 481

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 e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 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 impacte no acréscimo da tarifa de acesso às redes dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

Relativamente às transferências para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, designadamente, dos ajustamentos decorrentes de eventos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento dos CUR, a ERSE definiu em 2010-2011 que a repercussão se efetuasse em seis anos para os clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ e em três anos para os consumidores com consumo abaixo de 10 000 m³.

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 m³, respetivamente. Para este efeito, separou-se a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, e respetiva tarifa, em dois segmentos: para os consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Esta alteração foi contemplada na revisão do Regulamento Tarifário efetuada em dezembro de 2010, a qual foi apresentada ao Conselho Tarifário, tendo este emitido parecer favorável. O Despacho n.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. O mecanismo de alisamento a 6 anos dos montantes referentes aos ajustamentos extraordinários da atividade de compra de venda de gás natural a recuperar pela tarifa UGSII foi suspenso no ano gás anterior, tendo em conta que 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. O Regulamento Tarifário em vigor prevê a publicação de regulamentação complementar que aprove o mecanismo de recuperação destes montantes. A Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, estabelece o mecanismo de recuperação dos ajustamentos extraordinários de custos de aquisição de gás natural, resultantes dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, condicionando sua recuperação ao cumprimento do previsto na Lei n.º 33/2015, de 27 de abril, que procede à segunda alteração ao regime que cria a contribuição extraordinária sobre o setor energético, aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.

Neste sentido, a ERSE considerou nas tarifas 2015-2016, um montante de 50 milhões de euros relativos ao montante em dívida dos ajustamentos extraordinários da atividade de compra de venda de gás natural, a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS. Prevê-se que este montante seja financiado pela parcela da contribuição extraordinária sobre o setor energético afeta à minimização dos encargos do SNGN, sendo nulo o montante a recuperar pelas tarifas. Apenas são considerados os desvios de energia da atividade de comercialização de último recurso retalhista não contemplados no mecanismo de alisamento. A consideração deste montante na parcela II de UGS teve em conta o impacte tarifário da evolução das restantes parcelas de custo durante o período de três anos de aplicação da referida Lei.

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 2015-2016.

Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos de preços e quantidades t-1 e t-2 CURg	31
Ajustamentos t-1 e t-2 CURr	18 615
Juros	443
Total	19 089

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 2015-2016, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II_≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II _≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	1 658
Juros de diferimento	0
Total	1 658

Quadro 2-14 - Transferências para a UGS II_> nos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II _{>}	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	16 988
Juros de diferimento	443
Total	17 431

EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso 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: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	2 130
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	16 043
Total	18 173

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 m³.

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.

Uma vez que não se verificou a existência de nenhum cliente que se enquadrasse nas condições acima mencionadas e previstas no n.º 9 do artigo 23º do Regulamento tarifário, nas tarifas do ano gás 2015-2016 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 no ano gás 2014-2015 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 2015-2016, 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. No ano gás 2015-2016 verifica-se que os valores da tarifa social considerados ao nível da UGS I são montantes a devolver pelos operadores da rede de distribuição ao

operador da rede de transporte, conforme definido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

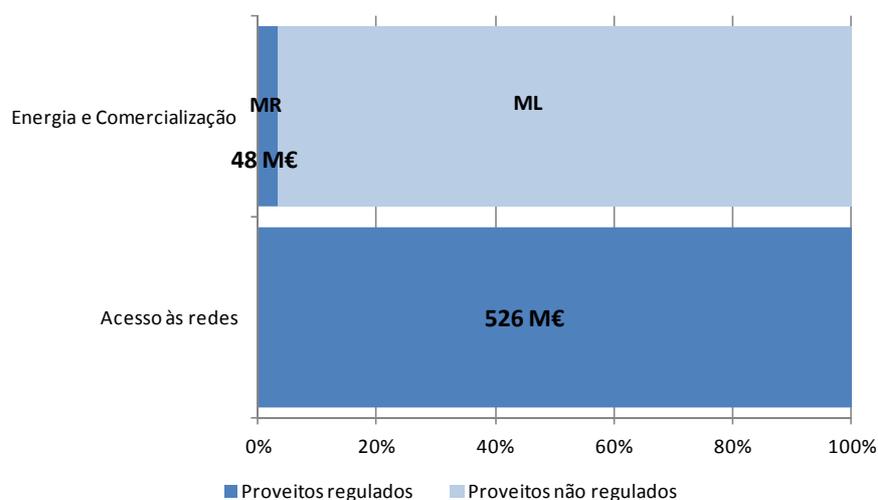
2.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2015-2016, 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 2-7 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 007¹¹ milhões de euros.

Figura 2-7 - Proveitos do setor do gás natural



No documento designado “Proveitos Permitidos do ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural” encontra-se uma justificação detalhada do cálculo dos proveitos, sendo os valores desagregados por empresa.

¹¹ Valor estimado tendo por base os custos regulados do ano gás 2015-2016.

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 2015-2016 e os do ano gás 2014-2015.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2014-2015	Proveitos permitidos 2015-2016	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Custos com capital afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	32 968	32 693	-275	-0,8%
b=1+2*3+4*5+6+7	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	7 276	6 627	-648	-8,9%
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	3 398	3 344	-53	-1,6%
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,093842	0,092369	-0,001473	-1,6%
3	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	14 310	14 437	127	0,9%
4	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMI (€/kWh)	0	0,046078	-0,006360	-12,1%
5	Consumo de energia ativa (MWh)	32 951	25 986	-6 965	-21,1%
6	Custos de energia com acesso às redes	808	750	-58	-7,1%
7	Outros custos previstos a incorrer aceites pela ERSE, no ano gás t	0	0	0	-
c	Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, 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 considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Receção, 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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-6 801	-2 803	3 998	-58,8%
j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	47 045	42 124	-4 921	-10,5%
k	Desvios positivos ou negativos da atividade de Receção, 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 l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	12 020	1 875	-10 145	-84,4%
l=j-k	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	35 025	40 249	5 224	14,9%

2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida pela REN Armazenagem na sua vertente concessionada e na atividade parcialmente trespasada da Transgás Armazenagem ao abrigo do contrato de trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem em 25 de julho de 2014, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015. O Quadro 2-17 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos da vertente concessionada da REN Armazenagem para o ano gás de 2015-2016 e para do ano gás 2014-2015.

Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem (atividade concessionada)

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2014-2015	Proveitos permitidos 2015-2016	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	3 712	4 068	356	9,6%
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	118 621	129 534	10 913	9,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	7,91%	7,44%	-0,47%	-6,0%
d=1+2*3+4*5	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	2 815	2 617	-198	-7,0%
1	Componente fixa (10 ³ €)	1 825	1 824	-1	-0,1%
2	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,127879	0,127791	-0,000088	-0,1%
3	Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,244406	0,244237	-0,000168	-0,1%
4	Energia extraída/injetada (GWh)	3 069	1 514	-1 555	-50,7%
5	Capacidade de armazenamento (GWh)	2 445	2 455	10	0,4%
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	230	203	-27	-11,7%
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 considerado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	-
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-3 061	-2 399	662	-21,6%
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	18 745	18 519	-225	-1,2%

O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos da REN Armazenagem na vertente objeto de trespasse parcial para o ano gás de 2015-2016 e os do ano gás 2014-2015 (estes no âmbito da atividade então desenvolvida pela Transgás Armazenagem).

Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem (atividade objeto de trespasse parcial)

Unidade: 10⁹ EUR

		Proveitos permitidos 2014-2015	Proveitos permitidos 2015-2016	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	1 378	1 442	63	4,6%
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	66 869	66 805	-64	-0,1%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	7,9%	7,4%	-0,5%	-6,0%
d=1+2*3	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	916	892	-24	-2,6%
1	Componente fixa (103€)	641	625	-16	-2,6%
2	Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,203850	0,198612	-0,005238	-2,6%
3	Capacidade de armazenamento (GWh)	1 346	1 346	0	0,0%
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0	0	0	1325,0%
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 considerado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	-
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	470	-2 004	-2 474	-526,9%
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	7 116	9 309	2 193	30,8%

Durante o atual período regulatório e enquanto persistirem formas de regulação diferenciadas entre as vertentes concessionada e objeto de trespasse parcial, da REN Armazenagem, optou-se por apresentar em separado o apuramento dos proveitos permitidos. Para o novo período regulatório com início em julho de 2016, a ERSE fará uma avaliação do impacte do trespasse parcial da atividade, e procederá à adequação dos parâmetros regulatórios em conformidade com os resultados apurados.

A existência de uma tarifa única tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo (UAS) a aplicar às duas vertentes, concessionada e objeto de trespasse parcial, gera a necessidade de ajustar os valores a faturar aos valores dos proveitos permitidos a cada uma das vertentes. Assim, prevê-se que no ano gás 2015-2016 a parcela de 1 217 milhares de euros seja recuperada pela REN Armazenagem na vertente objeto de trespasse parcial e transferida para a REN Armazenagem na vertente concessionada que apenas consegue recuperar diretamente pela aplicação da tarifa de UAS, 93% dos proveitos que lhe são permitidos. O Quadro 2-19 apresenta o valor a transferir.

Quadro 2-19 - Faturação da REN Armazenagem (atividade objeto de trespasse parcial) a transferir para a REN Armazenagem (atividade concessionada)

Unidade: 10³ EUR

	REN Armazenagem	
	atividade concessionada	atividade objeto de trespasse parcial
Parcela a recuperar diretamente por aplicação da tarifa	17 302	10 527
Proveitos permitidos	18 519	9 309
Parcela a transferir	1 217	-1 217

2.2.3 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2015-2016 da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema e os do ano gás 2014-2015.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2014-2015	Proveitos permitidos 2015-2016	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G+H+I+J	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	-1 644	34 765	36 408	-2215,1%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	12 467	12 899	432	3,5%
1	<i>Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participado</i>	3 104	2 802	-302	-9,7%
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>	29 989	28 633	-1 356	-4,5%
3	<i>Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem</i>	7,91%	7,44%	-0,47%	-6,0%
4	<i>Custos de exploração afetos a esta atividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s</i>	3 481	4 705	1 224	35,2%
5	<i>Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural</i>	3 509	3 262	-247	-7,0%
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	-
C	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0	0	0	-
D	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0	0	0	-
E	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	0	0	0	-
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	-1 873	2 130	4 003	-213,7%
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	-17 018	16 043	33 061	-194,3%
H	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	526	-99	-625	-118,8%
I	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos 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	0	0	0	-
J	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	-4 254	-3 791	463	-10,9%
K=A	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	-1 644	34 765	36 408	-2215%
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	12 020	1 875	-10 145	-84%
M=K+L	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	10 376	36 640	26 264	253%
8	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.	34 805	19 089	-15 716	-45%
9	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	0	0	0	-
10	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	241	254	13	5%
N=8+9+10	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	35 046	19 343	-15 703	-45%
M=M+N	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	45 422	55 983	10 560	23%

2.2.4 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2015-2016 da atividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2014-2015.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2014-2015	Proveitos permitidos 2015-2016	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	26 503	26 307	-196	-0,7%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações	691 293	670 715	-20 577	-3,0%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	7,91%	7,44%	-0,47%	-6,0%
4=a+b*e+c*f+d*g+h+i	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	19 017	18 731	-286	-1,5%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	6 885	6 880	-5	-0,1%
b	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (€/GRMS)	43,4660	43,4360	-0,0300	-0,1%
c	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (€/kms)	2,785873	2,783953	-0,001920	-0,000689
d	Componente variável unitária dos proveitos em função da capacidade utilizada-óptica comercial (€/GWh/dia)	2,325230	2,323628	-0,001602	-0,000689
e	GRMS fim ano civil	88	87	-1	-1,1%
f	Kms gasodutos fim ano civil	1 374	1 375	1	0,1%
g	Capacidade utilizada-óptica comercial	330	259	-71	-21,6%
h	Custo de transporte por rodovia de GNL	3 069	2 850	-219	-7,1%
i	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	643	792	149	23,2%
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	659	820	161	24,4%
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	0	0	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	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	-
14	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-13 458	-25 081	-11 622	86,4%
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	113 027	119 208	6 181	5,5%
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	0	0	0	-
C=A+B	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	113 027	119 208	6 181	5,5%

2.2.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-22 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás 2015-2016 da atividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2014-2015.

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

Unidade: 10³ EUR

		Beiragás					Dianagás					Duriensegás				
		Tarifas 2014-2015	Tarifas 2015-2016	2015	2016	Variação % 14-15/15-16	Tarifas 2014-2015	Tarifas 2015-2016	2015	2016	Variação % 14-15/15-16	Tarifas 2014-2015	Tarifas 2015-2016	2015	2016	Variação % 14-15/15-16
		A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	7 114	6 527	6 602	6 452	-8%	1 505	1 418	1 419	1 417	-6%	4 657	4 385	4 431
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	2 005	1 778	1 837	1 719		574	540	540	540		1 848	1 796	1 805	1 788	
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	60 718	59 809	60 011	59 608		11 074	11 053	11 065	11 041		33 391	32 595	33 065	32 125	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	8,41%	7,94%	7,94%	7,94%		8%	8%	8%	8%		0	0	0	0	
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	3 853	3 875	3 895	3 854	1%	1 384	1 368	1 372	1 364	-1%	1 894	1 837	1 854	1 821	-3%
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	1 006	1 160				44	51				-244	-281			15%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	11 973	11 562			-3%	2 933	2 837			-3%	6 308	5 942	6 285	6 159	-6%
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 considerado 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	-3 512	-3 350				-577	-468				-1 877	-1 365			
I=E-F-G-H	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	15 485	14 912			-4%	3 510	3 305			-6%	8 185	7 306			-11%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

		Lisboagás					Lusitaniagás					Medigás				
		Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %	Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %	Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %
		2014-2015	2015-2016			14/15-15/16	2014-2015	2015-2016			14/15-15/16	2014-2015	2015-2016			14/15-15/16
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	59 878	56 152	56 594	55 711	-6%	31 958	28 590	28 615	28 565	-11%	2 265	2 237	2 230	2 244	-1%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	15 306	14 959	15 012	14 907		8 648	6 641	6 542	6 739		847	905	889	922	
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	529 740	518 725	523 618	513 832		277 041	276 395	277 948	274 842		16 858	16 769	16 888	16 650	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	8%	8%	8%	8%		8%	8%	8%	8%		8%	8%	8%	8%	
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	27 468	27 146	27 232	27 059	-1%	8 876	9 001	8 978	9 025	1%	1 051	1 051	1 055	1 046	0%
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	9 618	11 083			15%	1 652	1 903			15%	-35	-41			15%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	96 963	94 381			-3%	42 486	39 495	37 592	37 590	-7%	3 281	3 247	3 285	3 290	-1%
F	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0													
G	Valor considerado 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	-13 808	-16 475				-7 548	-3 734			-1 157	-846				
I=E-F-G-H	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	110 771	110 856			0%	50 034	43 229			-14%	4 437	4 093			-8%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

		Paxgás					Portgás					Setgás				
		Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %	Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %	Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %
		2014-2015	2015-2016			14/15-15/16	2014-2015	2015-2016			14/15-15/16	2014-2015	2015-2016			14/15-15/16
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	750	738	743	733	-2%	46 430	47 392	46 616	48 169	2%	17 676	15 873	15 853	15 893	-10%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	256	279	282	276		9 618	11 793	11 476	12 111		4 879	3 735	3 671	3 800	
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	5 871	5 784	5 807	5 760		437 515	448 282	442 493	454 071		152 096	152 846	153 408	152 284	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	8%	8%	8%	8%		8%	8%	8%	8%		8%	8%	8%	8%	
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	478	463	470	457	-3%	11 674	11 751	11 674	11 827	1%	6 032	5 967	5 984	5 951	-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	26	30			15%	4 559	5 254			15%	1 054	1 214			15%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	1 254	1 231	1 213	1 190	-2%	62 664	64 397	58 290	59 996	3%	24 762	23 055	21 837	21 844	-7%
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 considerado 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	-116	-233				-5 899	5 698			-1 197	-2 577				
I=E-F-G-H	Proveitos recuperados da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	1 370	1 464			7%	68 563	58 699			-14%	25 959	25 632			-1%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %	Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %	Tarifas	Tarifas	2015	2016	Variação %
		2014-2015	2015-2016			14/15-15/16	2014-2015	2015-2016			14/15-15/16	2014-2015	2015-2016			14/15-15/16
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 960	5 876	5 567	6 185	-1%	8 985	8 939	8 869	9 008	-1%	187 179	178 127	177 539	178 716	-5%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	2 499	2 436	2 366	2 505		2 181	2 413	2 376	2 449		48 660	47 276	46 797	47 754	
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	41 135	43 317	40 303	46 332		80 872	82 181	81 764	82 597		1 646 312	1 647 756	1 646 369	1 649 143	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	8%	8%	8%	8%		8%	8%	8%	8%		8%	8%	8%	8%	
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	3 917	3 877	3 707	4 048	-1%	3 357	3 312	3 311	3 314	-1%	69 985	69 649	69 532	69 766	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	489	563			15%	472	544			15%	18 641	21 481			15%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	10 366	10 317	9 274	10 233	0%	12 815	12 795	12 180	12 322	0%	275 805	269 257			-2%
F	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s											0	0			
G	Valor considerado 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	-604	-149				-683	-275				-36 978	-23 774			
I=E-F-G-H	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	10 970	10 465			-5%	13 498	13 071			-3%	312 783	293 031			-6%

2.2.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2015/2016 foi de: i) 2,356 cent€/kWh, para 2015 e de ii) 2,356 cent€/kWh, para 2016, 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 2-23.

Quadro 2-23 - Custos das infraestruturas de gás natural

Unidade: cent€/kWh

	2015/2016
Custo unitário terminal	0,11967
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05374
Custo unitário imob. RE	0,00594
Custo unitário rede transporte	0,02871
Custo unitário (Custos GGN)	0,01004
Custo unitário total	0,21810

2.2.6.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-24 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2015-2016 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: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2014-2015 (1)	Proveitos Permitidos 2015	Proveitos Permitidos 2016	Proveitos Permitidos 2015/2016 (2)	Variação % [(2)-(1))/1)
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	42 557	42 144	17 362	29 753	-30%
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	241	253	254	254	5%
C	Valor considerado 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	0			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	4 887			4 883	0%
E=A+B-C-D	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	37 911	42 397	17 616	25 124	-36%
F	Ajustamento relativo a t-2 do comercializador de SNGN de acordo com os valores reais dos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pelo comercializador de último recurso grossista	-288	0	0	4	
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	241	253	254	254	
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	-4 599	0	0	-4 887	
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	
K=E-F-G+H-J	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	42 557	42 144	17 362	29 753	

A atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes foi eliminada na revisão regulamentar do gás natural que antecedeu o atual período regulatório em consequência da anunciada extinção das tarifas de venda a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000m³ preconizada no Decreto-Lei n.º 66/2010 de 11 de junho na redação do Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro e enunciada pela Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro. Atualmente, a data de extinção das tarifas transitórias para clientes com consumos anuais superiores a 10 000m³ está fixada em 31 de dezembro de 2017 através da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março.

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 1º semestre de 2013.

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, respectivamente, para o ano gás 2014-2015 e 2015-2016 e as respectivas 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: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2014-2015 (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	1 854	301	1 118	8 895	17 342	6 900	436	129	3 775	530	1 276	42 557
B	Valor considerado 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	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	2 096	618	700	36 802	18 318	7 850	137	118	11 628	-780	1 075	78 563

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2015-2016 (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	1 639	200	420	4 941	13 098	5 174	349	79	3 450	105	299	29 753
B	Valor considerado 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	-349	-376	-175	-11 174	-1 622	-1 463	69	-49	-7 776	-711	-577	-24 202
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	-112	459	418	873	-1 122	-382	218	264	-145	127	106	704
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	2 100	117	177	15 241	15 842	7 019	62	-135	11 370	689	771	53 251

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ 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	-215	-102	-698	-3 954	-4 244	-1 726	-87	-49	-326	-425	-977	-12 804
B	Valor considerado 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	-74	23	-14	10 126	838	348	-55	-27	834	-1 908	-394	9 697
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	-145	377	-161	7 481	-2 607	-1 242	43	232	-902	14	-279	2 810
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	4	-501	-523	-21 561	-2 476	-831	-75	-254	-258	1 468	-304	-25 312

		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		-12%	-34%	-62%	-44%	-24%	-25%	-20%	-38%	-9%	-80%	-77%	-30%
Valor considerado para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás s-1													
Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2		27%	-6%	9%	-48%	-34%	-19%	-45%	127%	-10%	-159%	214%	-29%
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		-442%	455%	-28%	-113%	-176%	-144%	25%	730%	-119%	13%	-72%	-133%
Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t		0%		-75%		-14%	-11%	-55%	-214%		-188%	-28%	-32%

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

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos 2014-2015 (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	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 participativo, 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 considerado 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	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	817	205	532	-15 219	6 773	2 618	390	42	-2 694	1 829	858	-3 849

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos 2015-2016 (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	518	107	309	2 178	4 475	1 721	180	44	1 439	395	388	11 755
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	589	0	0	0	0	0	0	0	589
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	8	9	33	280	81	17	3	67	19	3	5	525
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 considerado 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	-30	-32	-8	-9 174	101	25	39	40	-206	659	295	-8 292
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	725	149	349	13 187	6 230	2 410	144	71	2 198	-261	207	25 409

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ 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	-173	-38	-97	-307	-1 591	-714	-51	-13	-555	-130	-149	-3 817
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	151	0	0	0	0	0	0	0	151
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	-3	5	15	224	-246	-54	0	64	-100	-4	-3	-102
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 considerado 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	-85	24	101	-28 338	-1 294	-560	195	22	-5 546	1 956	526	-32 999
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	-92	-57	-183	28 406	-543	-208	-246	29	4 891	-2 090	-651	29 258

		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	-25%	-26%	-24%	-12%	-26%	-29%	-22%	-23%	-28%	-25%	-28%	-25%
	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano s e s+1				34%								34%
	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	-28%	158%	84%	396%	-75%	-76%	2%	2466%	-84%	-57%	-38%	-16%
	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1											33%	1%
	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1												
	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	-156%	-43%	-93%	-148%	-93%	-96%	-125%	127%	-104%	-151%	-228%	-134%
	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	-11%	-28%	-34%	-187%	-8%	-8%	-63%	69%	-182%	-114%	-76%	-760%

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 2015-2016.

Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2015-2016

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{RAR,r}$	7,44%	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
$r_{q_{RAR}}$	7,44%	Taxa de atualização prevista das quantidades previstas até final do período de previsão N, associadas à atividade, em percentagem	Art.º 66.º
$r_{AS,r}$	7,44%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, em percentagem	Art.º 67.º
r_{GTGS}	7,44%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 70.º
r_T	7,44%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 71.º
r_D	7,94%	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
$VCE_{RAR, n}^U$	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}	-0,16	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}	7,94%	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 2015-2016

	2015	2016
Componente fixa (10 ³ €)	3 378	3 311
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,093302	0,091436
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,044458	0,047697

Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2015-2016

	REN Armazenagem (atividade concessionada)		
	2015	2016	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ €)	1 828	1 819	1,5%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (€/GWh)	0,128111	0,127470	
Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (€/GWh)	0,244849	0,243625	

	REN Armazenagem (atividade objeto de trespasse parcial)		
	2015	2016	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ €)	634	615	4,0%
Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (€/GWh)	0,201636	0,195587	

Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2015-2016

	2015	2016
Parcela fixa (10 ³ €)	6 898	6 863
Componente variável unitária em função dos kms gasodutos no final do ano civil (10 ³ €/km)	2,790930	2,776976
Componente variável unitária em função do número de GRMS no final do ano civil (10 ³ €/GRMS)	43,544857	43,327133
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada-ótica comercial (10 ³ €/GWh/dia)	2,329451	2,317804

Quadro 2-31 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2015-2016

2015	Termo fixo	Termos variáveis		Fator X termo fixo	Fator X termo variável
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 512,295	0,000621	0,034599	2,5	2,5
Dianagás	517,098	0,002700	0,068046	2,5	3,0
Duriensegás	741,970	0,001272	0,029704	2,5	3,0
Lisboagás	11 150,057	0,000708	0,024229	2,0	2,0
Lusitaniagás	3 529,498	0,000166	0,019161	1,5	1,5
Medigás	416,759	0,001474	0,024852	2,0	2,5
Paxgás	92,289	0,004830	0,047185	1,5	2,5
Portgás	4 407,223	0,000273	0,017308	1,5	1,5
Setgás	2 371,346	0,000467	0,017114	2,0	2,0
Sonorgás	690,111	0,006423	0,152630	5,0	6,0
Tagusgás	1 286,746	0,000355	0,045157	2,5	2,5

2016	Termo fixo	Termos variáveis		Fator X termo fixo	Fator X termo variável
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 489,611	0,000612	0,034080	2,5	2,5
Dianagás	509,342	0,002646	0,066685	2,5	3,0
Duriensegás	730,840	0,001247	0,029110	2,5	3,0
Lisboagás	11 038,556	0,000701	0,023987	2,0	2,0
Lusitaniagás	3 511,851	0,000167	0,019065	1,5	1,5
Medigás	412,591	0,001452	0,024479	2,0	2,5
Paxgás	91,828	0,004758	0,046477	1,5	2,5
Portgás	4 385,187	0,000272	0,017221	1,5	1,5
Setgás	2 347,633	0,000462	0,016943	2,0	2,0
Sonorgás	662,507	0,006102	0,144999	5,0	6,0
Tagusgás	1 267,445	0,000350	0,044480	2,5	2,5

Quadro 2-32 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2015-2016

2015	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ³ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	209,955	0,419	23,255774	36,982564	0,9%	3%
Dianagás	44,011	0,043	29,873429	44,967990		
Sonorgás	264,125	1,330	54,561313	188,542422		
Duriensegás	127,590	0,669	24,868280	62,919061		
Lisboagás	1870,874	1,815	19,386852	31,880802		
Lusitaniagás	764,313	1,272	20,194824	32,909041		
Medigás	69,247	0,506	20,007050	289,952348		
Paxgás	16,274	0,206	15,612872	356,620683		
EDP Gás	1089,864	2,752	20,658817	36,536770		
Setgás	643,083	0,491	22,033620	43,333999		
Tagusgás	219,800	0,906	19,014516	57,361907		

2016	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ³ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	205,756	0,411	22,790659	36,242913	1,0%	3%
Dianagás	43,131	0,042	29,275960	44,068630		
Sonorgás	258,843	1,303	53,470087	184,771574		
Duriensegás	125,038	0,656	24,370915	61,660679		
Lisboagás	1833,457	1,779	18,999115	31,243185		
Lusitaniagás	749,026	1,247	19,790927	32,250860		
Medigás	67,862	0,496	19,606909	284,153301		
Paxgás	15,949	0,202	15,300614	349,488269		
EDP Gás	1068,067	2,697	20,245640	35,806034		
Setgás	630,221	0,481	21,592947	42,467319		
Tagusgás	215,404	0,888	18,634226	56,214669		

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 e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 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 2015-2016

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	URD	Total ORD
Beiragás	-40 840	-963 369	612 038	83 294	2 549 284	2 240 407
Dianagás	-2 976	5 406	-18 484	6 759	1 415 095	1 405 801
Duriensegás	1 849	29 780	-39 034	72 625	1 743 040	1 808 260
Lisboagás	-85 286	-175 315	-606 399	-47 971	24 920 016	24 005 045
Lusitâniagás	120 976	1 034 723	-1 494 938	-353 909	-24 456 118	-25 149 266
Medigás	-4 705	11 585	-24 489	-23 876	1 502 770	1 461 285
Paxgás	-1 032	4 512	-5 251	-51	862 125	860 303
Portgás	-44 588	129 375	1 611 778	148 122	-20 787 679	-18 942 991
Setgás	55 324	-32 672	-233 550	300 915	2 110 260	2 200 276
Sonorgás	-4 292	19 763	155 335	27 626	7 206 036	7 404 469
Tagusgás	5 569	-63 788	42 995	-213 533	2 935 169	2 706 412
Total	0	0	0	0	0	0

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 2015-2016, as compensações entre os ORD ascendem a 44 092 milhares de euros.

Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2015-2016

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	Pagadores		Total ORD
	Lusitâniagás	Portgás	
Beiragás	1 277 879	962 527	2 240 407
Dianagás	801 838	603 963	1 405 801
Duriensegás	1 031 392	776 868	1 808 260
Lisboagás	13 691 956	10 313 089	24 005 045
Medigás	833 485	627 800	1 461 285
Paxgás	490 698	369 605	860 303
Setgás	1 254 990	945 286	2 200 276
Sonorgás	4 223 348	3 181 121	7 404 469
Tagusgás	1 543 678	1 162 733	2 706 412
Total	25 149 266	18 942 991	0

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 2015-2016

Unidade: EUR	
Empresas	Sobreproveito
Beiragás	558 595
Dianagás	56 717
Duriensegás	165 203
Lisboagás	4 023 668
Lusitâniagás	1 776 981
Medigás	95 256
Paxgás	21 675
Portgás	1 180 520
Setgás	941 314
Sonorgás	27 593
Tagusgás	92 476
Total	8 939 999

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	Recebedores ORD											
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	EDP Gas	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	
Beiragás	558 595										558 595	
Dianagás		56 717									56 717	
Duriensegás			165 203								165 203	
Lisboagás				4 023 668							4 023 668	
Lusitâniagás					1 776 981						1 776 981	
Medigás						95 256					95 256	
Paxgás							21 675				21 675	
Portgás								1 180 520			1 180 520	
Setgás									941 314		941 314	
Sonorgás										27 593	27 593	
Tagusgás											92 476	
	558 595	56 717	165 203	4 023 668	1 776 981	95 256	21 675	1 180 520	941 314	27 593	92 476	8 939 999
% de faturação do CUR a transferir	34,1%	28,4%	39,3%	30,7%	34,3%	27,3%	27,4%	23,9%	27,3%	26,2%	30,9%	

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 2015-2016 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 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 ano gás 2015-2016 verifica-se que os valores da tarifa social considerados ao nível da UGS I são montantes a devolver pelos operadores da rede de distribuição.

No Quadro 2-37 apresentam-se os montantes a transferir no ano gás 2015-2016 pelos operadores da rede de distribuição no âmbito da tarifa social.

Quadro 2-37 - Custos previstos para o ano gás 2015-2016, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	-71
Dianagás	-620
Duriensegás	-2 684
Lisboagás	-49 303
Lusitâniagás	-12 663
Medigás	-274
Paxgás	-717
Portgás	-34 818
Setgás	-425
Sonorgás	2 012
Tagusgás	435
Total	-99 128

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 2-38 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-38 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2015-2016

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		-4 440 402			-4 440 402
CURgc		31 181	0	2 130 173	2 161 354
Beiragás	-25 008	460 945	-1	303 317	739 252
Dianagás	-7 749	-82 917	1	81 483	-9 182
Duriensegás	-10 593	-243 121	-26	132 147	-121 593
Lisboagás	60 437	2 744 151	-71	2 111 320	4 915 837
Lusitaniagás	-17 560	1 845 132	-36	842 502	2 670 037
Medigás	-17 084	-286 950	-4	-21 537	-325 575
Paxgás	-3 983	-214 571	-4	21 496	-197 061
EDP Gás	61 054	10 300 357	106	11 806 920	22 168 437
Setgás	-26 031	7 920 285	51	1 102 179	8 996 484
Sonorgás	-5 905	583 213	-4	-327 606	249 698
Tagusgás	-7 576	471 608	-12	-8 997	455 022
TOTAL	0	19 088 910	0	18 173 398	37 262 307

Sublinhe-se que os valores apresentados Quadro 2-38 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados nos quadros seguintes.

Quadro 2-39 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg	0	-4 440 402	-4 440 402
CURgc	2 130 173	31 181	2 161 354
Lisboagás	4 572 817	12 095 381	16 668 198
EDP Gás	11 807 026	10 361 411	22 168 437
Sonorgás	-327 610	577 307	249 698
Tagusgás	-9 009	464 031	455 022
Total	18 173 398	19 088 910	37 262 307

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 2-41), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-42).

Quadro 2-40 - Transferências UGS I

Unidade: EUR

	Pagadores		
	REN	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores			
CURgc	2 130 173	0	0
Lisboagás	4 572 817	0	0
EDP gás	11 470 407	327 610	9 009
Total	18 173 398	327 610	9 009

Quadro 2-41 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	REN	CURg
CURgc	31 181	0
Lisboagás	7 654 980	4 440 402
EDP Gás	10 361 411	0
Sonorgás	577 307	0
Tagusgás	464 031	0
Total	19 088 910	4 440 402

Quadro 2-42 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	REN
CURg	253 732
Total	253 732

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 2-38.

No caso da REN os valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação conforme Quadro 2-43. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-40 e no Quadro 2-41, referentes às transferências de UGS I e de UGS II, respetivamente.

Quadro 2-43 - Transferências mensais da REN em percentagem

	REN UGS I
CURgc	5,814%
Lisboagás	12,480%
EDP gás	31,306%
Total	49,600%

	REN UGS II
CURgc	0,161%
Lisboagás	39,576%
EDP Gás	53,568%
Sonorgás	2,985%
Tagusgás	2,399%
Total	98,688%

	REN UGS II
CURg	1,312%
Total	1,312%

2.4.4.1 TRANSFERÊNCIAS AO NÍVEL DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida pela REN Armazenagem na sua vertente concessionada e na atividade parcialmente trespassada da Transgás Armazenagem ao abrigo do contrato de trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem em 25 de julho de 2014, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015.

A existência de uma tarifa única de armazenamento subterrâneo a aplicar às duas vertentes, concessionada e objeto de trespasse parcial, da REN Armazenagem, gera a necessidade de ajustar os valores a faturar aos valores dos proveitos permitidos a cada uma das vertentes, para cada ano gás.

No ano gás de 2015-2016 a REN Armazenagem na sua vertente concessionada, através da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo irá recuperar apenas 93% do total dos proveitos permitidos, pelo que a diferença no montante de 1 217 471 euros a recuperar pela REN Armazenagem na vertente objeto de trespasse parcial será transferida para a REN Armazenagem na sua vertente concessionada. Esta transferência será efetuada mensalmente, em proporção da faturação de acordo com a percentagem que se apresenta no Quadro 2-44.

Quadro 2-44 - Transferências mensais dos proveitos permitidos recuperados por aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Recebedor \ Pagador	REN Armazenagem (atividade objeto de trespasse parcial)
REN Armazenagem (atividade concessionada)	11,6%

No ano gás 2015-2016 a Transgás Armazenagem deverá receber o valor dos ajustamentos referentes ao ano civil de 2013, ano em que exerceu a atividade de Armazenamento Subterrâneo. Assim o valor do ajustamento de 2013 da atividade de Armazenamento Subterrâneo desenvolvido pela Transgás Armazenagem, e que ascendeu a 2 004 458 euros, e que será recuperado ao longo do ano gás 2015-2016 pela REN Armazenagem na sua vertente objeto de trespasse parcial, deverá ser transferido para a Transgás Armazenagem em duodécimos de acordo com o Quadro 2-45.

Quadro 2-45 - Transferências mensais dos ajustamentos de 2013 a repercutir no ano gás 2015-2016

Recebedor \ Pagador	REN Armazenagem (atividade objeto de trespasse parcial)	
Transgás Armazenagem	Janeiro	167 038
	Fevereiro	167 038
	Março	167 038
	Abril	167 038
	Maió	167 038
	Junho	167 038
	Julho	167 038
	Agosto	167 038
	Setembro	167 038
	Outubro	167 038
	Novembro	167 038
	Dezembro	167 038

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 2015-2016 cerca de 4,5% 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	1 875 123

3 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A VIGORAREM DE 1 DE MAIO A 30 DE JUNHO DE 2015

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes finais em maio e junho de 2015 são apresentadas no capítulo 3.1.

As tarifas de energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes finais em maio e junho de 2015 são apresentadas no capítulo 3.2.

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

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

Neste contexto, veio a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.º 127/2014, de 25 de junho e n.º 97/2015, de 30 de março, fixar a data prevista no n.º 1 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, em 31 de dezembro de 2017.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório, a terminar, nos termos da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, em 31 de dezembro de 2017.

Durante este período, o comercializador de último recurso continua a fornecer gás natural àqueles clientes finais, que independentemente do consumo associado, não exerçam o direito de mudança, mediante a cobrança de tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento. O Decreto-Lei n.º 15/2015 remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição do mecanismo de determinação do

mencionado fator de agravamento. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, vem estabelecer o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural.

No Quadro 3-1 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis de 1 de maio a 30 de junho de 2015, determinados com base nos valores do parâmetro $\gamma_{i,p}$, bem como nos valores das variáveis $Te'_{i,p-1}$ e $Curg_p$, estabelecidos no Artigo 2.º da referida Portaria.

Quadro 3-1 – Fatores de agravamento de 1 de maio a 30 de junho de 2015

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1}-Curg_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
MP	38,91	22,18	16,73	-4,93	11,80
BP>	39,04	22,25	16,79	-4,76	12,03
BP<	31,35	22,25	9,09	-3,38	5,71

De acordo com o definido no Artigo 2.º da referida Portaria, $Te'_{(i,p-1)}$ corresponde à tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais, deduzida dos custos médios de utilização do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo e das entradas na rede de transporte, para o período de 1 de julho de 2014 a 30 de junho de 2015, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores (MP, BP> e BP<).

A variável $Curg_p$ corresponde ao custo médio de aquisição de energia do CUR grossista previsto para o período de 1 de maio a 30 de junho de 2015, conforme definido no Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural, aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 16 de abril, na redação da Diretiva n.º 10/2014, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 23 de junho.

A variável $\gamma_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados de gás natural para o período de 1 de maio a 30 de junho de 2015, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores, cujos valores são definidos na referida Portaria.

Por fim, a variável resultante $FA_{(i,p)}$ corresponde ao fator de agravamento da tarifa de energia do CUR retalhista, aplicável entre 1 de maio e 30 de junho de 2015, a cada um dos segmentos de consumidores.

No Quadro 3-2 apresentam-se as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultantes dos fatores de agravamento da tarifa de energia do CUR retalhista, para o período de 1 de maio a 30 de junho de 2015.

Quadro 3-2 – Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais de 1 de maio a 30 de junho de 2015

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária maio 2015/julho 2014
Média Pressão MP (> 1 milhão m ³) *	-9,4%
Baixa Pressão BP > (> 10 000 m ³)	-6,5%
Baixa Pressão < (< 10 000 m ³)	-3,9%

* Os limites de consumo indicados são indicativos

Em cumprimento dos normativos legais referentes ao regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, a ERSE publica os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e os preços da Tarifa de Energia parte integrante das primeiras, a vigorarem entre 1 de maio e 30 de junho de 2015.

Por razões de informação e fundamentação da decisão tarifária da ERSE, relativamente às tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2015-2016, o presente documento inclui informação sobre os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e os preços da tarifa de Energia a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2015, apresentadas no presente capítulo, e fundamenta as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e os preços da tarifa de Energia a vigorarem a partir de 1 de julho de 2015, apresentadas no capítulo 4.

Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³ são obtidos a partir dos preços em vigor, aplicando-se o decréscimo de 3,9% a todos os preços. Desta forma preserva-se a estrutura de preços em vigor, optando-se por não efetuar uma variação tarifária diferenciada.

Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP e BP > 10 000 m³ são obtidos adicionando-se às tarifas de Acesso e às tarifas de Comercialização em vigor, as tarifas de Energia com agravamento, determinadas nos termos da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, que estabelece os fatores de agravamento definidos para o período de maio e junho de 2015.

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 M³

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem entre 1 de maio e 30 de junho de 2015.

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,40	0,0769	0,0788
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0719	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0645	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0645	0,1703

Quadro 3-4 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,52	0,0759	0,0827
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0717	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0675	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0663	0,1703

Quadro 3-5 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,52	0,0759	0,0827
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0717	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0675	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0663	0,1703

Quadro 3-6 - 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 ³ /ano				EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,22	0,0763	0,0730
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0717	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0675	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0609	0,1703

Quadro 3-7 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0760	0,0693
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0717	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0649	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0649	0,1703

Quadro 3-8 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0759	0,0693
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0717	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0675	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0662	0,1703

Quadro 3-9 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,52	0,0759	0,0827
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0717	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0675	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0663	0,1703

Quadro 3-10 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,52	0,0759	0,0827
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0717	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0675	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0663	0,1703

Quadro 3-11 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0759	0,0693
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0718	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0659	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0643	0,1703

Quadro 3-12 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0 - 220	2,52	0,0759	0,0827
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0717	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0675	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0663	0,1703

Quadro 3-13 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0 - 220	2,38	0,0764	0,0782
Escalão 2	221 - 500	3,31	0,0718	0,1087
Escalão 3	501 - 1 000	4,90	0,0659	0,1612
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,18	0,0643	0,1703

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 m³

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, a vigorarem entre 1 de maio e 30 de junho de 2015.

Os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m³) podem optar pelas tarifas de Média Pressão, de acordo com as regras apresentadas no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015”.

Quadro 3-14 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m ³ ANO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		155,27	0,049913	0,039812	0,065210	5,1046	0,00214388
Mensal	10 000 - 100 000	235,43	0,060347	0,050246		7,7403	
	100 001 - 1 000 000	524,87	0,054127	0,044026		17,2559	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		458,94	0,040190	0,039379	0,061509	15,0885	0,00202221
Curta utilização		458,94	0,046635	0,039379	0,012302	15,0885	0,00040444
Mensal	10 000 - 100 000	464,67	0,050031	0,049220		15,2767	
	100 001 - 2 000 000	666,71	0,044732	0,043921		21,9191	

3.2 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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 período de 1 de maio a 30 de junho de 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, e 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 período de 1 de maio a 30 de junho de 2015.

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

Quadro 3-15 - 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)	0,02419000

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

Os preços da tarifa de Energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m³, para o período de 1 de maio a 30 de junho de 2015, apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro. Esta tarifa inclui o fator de agravamento definido pela Portaria, tal como descrito no capítulo 3.1.

Quadro 3-16 - Tarifa de Energia com agravamento dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS	
Baixa Pressão < 10 000 m ³ (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02999924
	Escalão 2	0,02999924
	Escalão 3	0,02999924
	Escalão 4	0,02999924

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

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, para o período de 1 de maio a 30 de junho de 2015, apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro. Esta tarifa inclui o fator de agravamento definido pela Portaria, tal como descrito no capítulo 3.1.

**Quadro 3-17 - Tarifa de Energia com agravamento dos comercializadores de último recurso
retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³**

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,03600693
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,03631924

4 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2015-2016

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2015-2016, 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 4-1 apresentam-se as referidas tarifas, por quem são aplicadas, a quem se aplicam e o serviço que está subjacente ao seu pagamento.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2015-2016

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2015-2016

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Energia	TE				
<i>Tarifa de Energia para fornecimentos superiores a 10 000 m³</i>	TE_{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m ³
<i>Tarifa de Energia para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³</i>	TE_{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³
Tarifas de Acesso às Redes		Operador da rede de transporte	Clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	
		Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Utilização das redes de transporte e de distribuição e serviços associados	Incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2015-2016

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Tarifa Transitória	Comercializadores de último recurso retalhistas			
<i>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m3</i>	Tarifa Transitória ^{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m3	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 m3</i>	Tarifa Transitória ^{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m3	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Tarifas aplicáveis durante o período transitório

4.1 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 4.1.1 e capítulo 4.1.2, 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 4.1.3.

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 4.1.3 para as entregas em alta pressão e no capítulo 4.1.4 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 4.1.4.

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 4.1.5.

4.1.1 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 2015-2016”.

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 2015-2016”, 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.

4.1.1.1 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 4-2 apresenta-se o preço de energia do serviço de receção de GNL.

Quadro 4-2 - Preço de energia do serviço de receção de GNL

SERVIÇO DE RECEÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00026630

4.1.1.2 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 4-3 apresenta-se o preço capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL.

Quadro 4-3 - 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	0,001006	0,00003298
Produto trimestral	0,001006	0,00003298
Produto mensal	0,001006	0,00003298
Produto diário		0,00003298

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 2014-2015, encontrando-se o racional da escolha dos valores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016”.

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

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,0
Produto mensal	1,0
Produto diário	1,0

4.1.1.3 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 4-5 apresenta-se o preço do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.

Quadro 4-5 - 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	0,011011	0,00036103	
Produto trimestral	0,014315	0,00046933	
Produto mensal	0,016517	0,00054154	
Produto diário		0,00072205	
Energia			0,00018472

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 2014-2015, encontrando-se o racional da escolha dos valores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016”.

Quadro 4-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0

Nos Quadro 4-7 apresenta-se o preço do serviço de carregamento de camiões aplicável às entregas aos camiões cisterna.

Quadro 4-7 - 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	168,21

4.1.1.4 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural (RT), com a última redação que lhe foi dada pelo Regulamento ERSE 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.

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

Poderão utilizar este incentivo os agentes de mercado que pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás natural maior ou igual a 2 TWh, equivalente aproximadamente a 4 navios de 70 000 m³ de GNL.

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

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 2015-2016, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2014, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2015-2016. 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 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 (71%, para o ano de 2014), 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 1 384 GWh, no ano de 2014. 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 2015-2016, é o apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-8 - Preço das trocas reguladas de GNL

Preço das trocas reguladas de GNL para o ano gás 2015-2016	Energia (€/kWh)
Energia entregue	0,00096396

4.1.2 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 2015-2016”.

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 4-9 apresentam-se os preços referidos.

Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	Energia	Capacidade de armazenamento contratada
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/mês
Energia injetada	0,00020619	
Energia extraída	0,00020619	
Capacidade de armazenamento contratada		
Produto anual		0,000912
Produto trimestral		0,000912
Produto mensal		0,000957

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 2014-2015, encontrando-se o racional da escolha dos valores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016”.

Quadro 4-10 - 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

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

4.1.3.1 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 sistémica 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 m³ e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

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

Aos clientes finais em AP será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS, bem como o preço da parcela II> (parcela II com incidência nos consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m³).

Aos operadores de rede de distribuição será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS, o preço da parcela II> relativo às entregas a clientes com consumos acima de 10 000 m³ e o preço da parcela II< relativo às entregas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Em termos de detalhe do cálculo tarifário, o ORT deverá aplicar às suas entregas aos ORD os preços da tarifa de UGS2> e de UGS2< mas não na sua forma original. Com efeito é determinado um preço médio

ponderado por forma a ser permitida a sua aplicação às quantidades totais dos ORD medidas nos respetivos equipamentos de medida.

O preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - 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)	0,00074256

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 4-12. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário (Artigo 111º).

Quadro 4-12 - 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>)	0,00045685
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,841
Preço aplicável aos ORD ($\alpha * TW_{UGS2>}$)	0,00038436

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 4-13. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário (Artigo 111º).

Quadro 4-13 - 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<)	0,00043313
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,841
Preço aplicável aos ORD ($(1-\alpha)*TW_{UGS2<}$)	0,00006873

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	
Energia (EUR/kWh)	0,00074256
Entregas a clientes em Alta Pressão	
Energia (EUR/kWh)	0,00119941
Entregas aos operadores de redes de distribuição	
Energia (EUR/kWh)	0,00119565

4.1.3.2 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 (Carriço). 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.

A ERSE estabelece desde 2013 os preços para os produtos de capacidade anual, trimestral, mensal e diário. Conforme descrito no documento de “Estrutura Tarifária no ano gás 2015-2016”, a presente proposta de tarifas reguladas para o ano gás 2015-2016, estabelece também preços de referência para o

produto de capacidade intradiária no ponto virtual de interligação, sendo que a partir de outubro de 2015 a atribuição dos produtos diário e intradiário no ponto virtual de interligação (VIP) ocorrerá através de mecanismos de leilão¹².

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. Na determinação do consumo anual deverá ser considerado um período de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos, conforme justificado no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2015-2016”.

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 73% do preço da capacidade firme. A redução do preço da capacidade interruptível foi determinada tendo por base o custo que um agente de mercado incorre ao ter de gerir o risco de interrupção da capacidade, mediante a utilização do armazenamento subterrâneo. Desta forma, estimou-se, por um lado, uma redução de aproximadamente 3,8% por cada dia de interrupção e por outro lado, 7 dias de probabilidade de interrupção.

No documento “Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016” 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 4-15 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os pontos de entrada da rede de transporte.

¹² De acordo com a Diretiva n.º 14/2014, de 4 de agosto, que aprova o Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do setor de gás natural, e o Regulamento (UE) 984/2013, de 14 de outubro, que aprova os mecanismos de atribuição de capacidade nas redes de transporte de gás.

Quadro 4-15 - 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
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)		
Capacidade contratada - Produto anual	0,016463	0,00053976
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,021402	0,00070169
Capacidade contratada - Produto mensal	0,024694	0,00080964
Capacidade contratada - Produto diário		0,00107952
Capacidade contratada - Produto intradiário		0,00129543
Terminal GNL		
Capacidade contratada - Produto anual	0,016463	0,00053976
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,021402	0,00070169
Capacidade contratada - Produto mensal	0,024694	0,00080964
Capacidade contratada - Produto diário		0,00107952
Armazenamento Subterrâneo		
Capacidade contratada - Produto diário		0,00001514

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. O racional da escolha dos fatores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016”.

Quadro 4-16 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

CAPACIDADE CONTRATADA - PONTOS DE ENTRADA	Multiplicadores
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,4
Terminal GNL	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Carricho Armazenagem	
Produto trimestral	-
Produto mensal	-
Produto diário	1,0

O Quadro 4-17 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)	
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Terminal GNL	
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
Clientes em AP	
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,029900
Energia (EUR/kWh)	0,00002433
Redes de Distribuição	
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,029900
Energia (EUR/kWh)	0,00002433
Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)	
Energia (EUR/kWh)	0,00241632

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 (110 dias). Adicionalmente os preços de capacidade contratada são ajustados de modo a refletir os custos incrementais de capacidade dos troços periféricos da rede de transporte em alta pressão.

O Quadro 4-18 apresenta os preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP.

Quadro 4-18 - 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	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,007475
Energia (EUR/kWh)	0,00247069

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 4-19 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação mensal)

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL MENSAL	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,029900
Capacidade mensal adicional (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/mês	0,059800
Energia (EUR/kWh)	0,00002433

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 4-20 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação anual)

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL ANUAL	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade base anual EUR/(kWh/dia)/mês	0,029900
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,029900
Energia (EUR/kWh)	0,00002433

4.1.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**4.1.4.1 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 4-21 e no Quadro 4-22.

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 4-23, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 4-21 - 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 ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS I _{ORD}				0,00073884
MP	Longas Utilizações			0,00073935
	Flexível Anual			0,00073935
	Flexível Mensal			0,00073935
	Curtas Utilizações			0,00073935
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00073935
		≥ 100.001		0,00073935
BP>	Longas Utilizações			0,00074187
	Flexível Anual			0,00074187
	Flexível Mensal			0,00074187
	Curtas Utilizações			0,00074187
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00074187
		≥ 100.001		0,00074187
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00074187
		Escalão 2	221 - 500	0,00074187
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00074187
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00074187

Quadro 4-22 - 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 ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS II>ORD				0,00042762
UGS II<ORD				-0,00198897
MP	Longas Utilizações			0,00042792
	Flexível Anual			0,00042792
	Flexível Mensal			0,00042792
	Curtas Utilizações			0,00042792
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00042792
		≥ 100.001		0,00042792
BP>	Longas Utilizações			0,00042937
	Flexível Anual			0,00042937
	Flexível Mensal			0,00042937
	Curtas Utilizações			0,00042937
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00042937
		≥ 100.001		0,00042937
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00199713
		Escalão 2	221 - 500	-0,00199713
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00199713
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00199713

Quadro 4-23 - 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 ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
MP	Longas Utilizações			0,00116727
	Flexível Anual			0,00116727
	Flexível Mensal			0,00116727
	Curtas Utilizações			0,00116727
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00116727
		≥ 100.001		0,00116727
BP>	Longas Utilizações			0,00117124
	Flexível Anual			0,00117124
	Flexível Mensal			0,00117124
	Curtas Utilizações			0,00117124
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00117124
		≥ 100.001		0,00117124
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00125527
		Escalão 2	221 - 500	-0,00125527
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00125527
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00125527

4.1.4.2 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 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
URT _{ORD}				0,00122447
MP	Longas Utilizações			0,00122533
	Flexível Anual			0,00122533
	Flexível Mensal			0,00122533
	Curtas Utilizações			0,00122533
	Mensal			
			10 000 - 100 000	0,00122533
			≥ 100.001	0,00122533
BP>	Longas Utilizações			0,00122949
	Flexível Anual			0,00122949
	Flexível Mensal			0,00122949
	Curtas Utilizações			0,00122949
	Mensal			
			10 000 - 100 000	0,00122949
			≥ 100.001	0,00122949
BP<	Outra	Escalão 1		0,00122949
		Escalão 2		0,00122949
		Escalão 3		0,00122949
		Escalão 4		0,00122949

4.1.4.3 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 2015-2016”.

4.1.4.3.1 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 4-25, no Quadro 4-26 e no Quadro 4-27.

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 4-25 - 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	Escala	(m ³ /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 _{MP}				420,00	420,00	0,00076669	0,00001828	0,056776
MP	Longas Utilizações			420,00		0,00076669	0,00001828	0,056776
	Curtas Utilizações			420,00		0,00671622	0,00001828	0,011355
	Mensal	10 000 - 100 000			456,68	0,00985079	0,00910238	
		≥ 100.001			611,78	0,00495935	0,00421094	
BP>	Longas Utilizações					0,00383030	0,00001834	
	Flexível Anual					0,00383030	0,00001834	
	Flexível Mensal					0,00383030	0,00001834	
	Curtas Utilizações					0,00383030	0,00001834	
	Mensal	10 000 - 100 000				0,00383030	0,00001834	
			≥ 100.001				0,00383030	0,00001834
BP<	Outra	Escala 1	0 - 220				0,00368753	
		Escala 2	221 - 500				0,00368753	
		Escala 3	501 - 1 000				0,00368753	
		Escala 4	1 001 - 10 000				0,00368753	

Quadro 4-26 - 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) (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)		
MP	Flexível	420,00		0,00076669	0,00001828	0,056776	0,113551

Quadro 4-27 - 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 (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)		
MP	Flexível	420,00		0,00076669	0,00001828	0,056776	0,056776

4.1.4.3.2 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 m³ (BP >) apresentam-se no Quadro 4-28, no Quadro 4-29 e no Quadro 4-30.

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

Quadro 4-28 - Preços da tarifa de URD em BP >

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)				
URD _{BP>}				139,51	139,51	0,00560685	0,00010433	0,060192
BP>	Longas Utilizações			139,51		0,00560685	0,00010433	0,060192
	Curtas Utilizações			139,51		0,01401713	0,00010433	0,012038
	Mensal	10 000 - 100 000				206,87	0,01523751	0,00973499
≥ 100.001				480,67	0,00949616	0,00399363		

Quadro 4-29 - 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) (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
				(EUR/mês)			
BP>	Flexível	139,51		0,00560685	0,00010433	0,060192	0,120383

Quadro 4-30 - 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 (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
				(EUR/mês)			
BP>	Flexível	139,51		0,00560685	0,00010433	0,060192	0,060192

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

Quadro 4-31 - Preços da tarifa de URD em BP <

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Tarifas	Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (EUR/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
URD _{BP<}			0,22	0,00936641	0,00010433	0,060192
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,22	0,03850112		
	Escalão 2	221 - 500	0,94	0,03442583		
	Escalão 3	501 - 1 000	2,17	0,03038055		
	Escalão 4	1 001 - 10 000	3,07	0,02927480		

4.1.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2015-2016.

4.1.5.1 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 4-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de electricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2015-2016

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	0,000767	0,029900	0,00098033
Curtas Utilizações	0,003213	0,007475	0,00024508

Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2015-2016 (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	0,000767	0,029900	0,059800	0,00098033	0,00196065

Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2015-2016 (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	0,000767	0,029900	0,029900	0,00098033	0,00098033

Quadro 4-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2015-2016

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	0,001224	0,029900	0,00098033
Curtas utilizações	0,003670	0,007475	0,00024508

Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2015-2016 (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	0,001224	0,029900	0,059800	0,00098033	0,00196065

Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2015-2016 (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	0,001224	0,029900	0,029900	0,00098033	0,00098033

Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2015-2016

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	0,001220	0,029900	0,00098033

4.1.5.2 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 4-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2015-2016

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	Termo tarifário fixo	Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio			
			(€/mês)	(€/kWh)			
Longas Utilizações		420,00	0,003159	0,002411	0,056776	13,7705	0,00186150
Curtas Utilizações		420,00	0,009109	0,002411	0,011355	13,7705	0,00037230
Mensal	10 000 - 100 000	456,68	0,012243	0,011495		14,9730	
	≥ 100.001	611,78	0,007352	0,006604		20,0583	

Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2015-2016 (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	420,00	0,003159	0,002411	0,056776	0,113551	13,7705	0,00186150	0,00372299

Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2015-2016 (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	420,00	0,003159	0,002411	0,056776	0,056776	13,7705	0,00186150	0,00186150

Quadro 4-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2015-2016

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO								
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia	
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)				
Longas Utilizações		139,51	0,011838	0,002523	0,060192	4,5742	0,00197350	
Curtas Utilizações		139,51	0,020248	0,002523	0,012038	4,5742	0,00039470	
Mensal	10 000 - 100 000	206,87	0,021469	0,012154		6,7827		
	≥ 100.001	480,67	0,015727	0,006413		15,7597		

Quadro 4-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2015-2016 (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)					
Flexível	139,51	0,011838	0,002523	0,060192	0,120383	4,5742	0,00197350	0,00394699

Quadro 4-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2015-2016 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ 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)					
Flexível	139,51	0,011838	0,002523	0,060192	0,060192	4,5742	0,00197350	0,00197350

Quadro 4-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2015-2016

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO							
Escalão	(m ³ /ano)			Termo tarifário fixo	Energia		Termo tarifário fixo (€/dia)
				(€/mês)	(€/kWh)	(€/kWh)	
Escalão 1	0	-	220	0,22	0,042163		0,0073
Escalão 2	221	-	500	0,94	0,038088		0,0308
Escalão 3	501	-	1 000	2,17	0,034042		0,0710
Escalão 4	1 001	-	10 000	3,07	0,032937		0,1006

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 m³) podem optar pelas tarifas de Média Pressão e os consumidores ligados em MP com consumos anuais superiores ou iguais a 595 GWh (cerca de 50 milhões de m³) podem optar pelas tarifas de AP, de acordo com as regras apresentadas no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016”.

4.1.5.3 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 aceites 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 4-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2015-2016

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00361573
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00241632
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00119941

4.2 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de gás natural que se encontrem numa situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas, em conformidade com a Diretiva 2009/73/EC, de 13 de julho.

O Decreto-Lei n.º 101/2011, estabeleceu que os clientes vulneráveis, ou seja, os clientes que sejam 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 são consumidores domésticos, titulares de um contrato de fornecimento de gás natural para a sua habitação permanente com consumo anual igual ou inferior a 500 m³.

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 social de venda a clientes finais definido anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Neste contexto, o Despacho n.º 3687-A/2015, de 13 de abril, estabelece que, para o ano gás 2015-2016, a variação da tarifa social de venda a clientes finais corresponde ao menor dos seguintes valores: i) índice de preços no consumidor (IPC) previsto para o ano gás 2015-2016, de 0,7% ou ii) variação das tarifas de venda a clientes finais em baixa pressão para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³ a fixar para 2015-2016, dada pelo diferencial entre as tarifas de venda a clientes finais aplicadas no início do ano gás 2014-2015, deste segmento de consumidores, e as tarifas de venda a clientes finais no início do ano gás 2015-2016, do mesmo segmento.

Esta metodologia permite indexar o valor da variação da tarifa social à variação das tarifas de venda a clientes finais, nas situações em que as variações beneficiam os consumidores, potenciando a redução das tarifas sociais, aplicáveis aos clientes vulneráveis.

Para o ano gás 2015-2016 a variação das tarifas de venda a clientes finais em baixa pressão corresponde a um decréscimo de 7,3%, pelo que, será esse o valor da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso.

Para se obter o referido desconto na tarifa de Acesso às Redes, a ERSE adota a seguinte metodologia nos termos do Regulamento Tarifário:

- 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 adicional 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 - 7,3%.

No Quadro 4-47 apresentam-se os descontos nos preços da tarifa de Acesso às Redes nos dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 4-47 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes

	Energia (€/kWh)	Tfixo (€/mês)
Escalão 1 (0 a 220 m ³)	0,008784	0,22
Escalão 2 (220 a 500 m ³)	0,004434	0,94

Estes descontos são aplicados na tarifa social de Acesso às Redes, apresentadas no capítulo 4.2.1, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas no capítulo 4.2.2, deduzidas do agravamento definido na Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril.

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

4.2.1 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 2015-2016, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 4-48 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BAIXA PRESSÃO				
Escalão	(m³/ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,00	0,033379	0,0000
Escalão 2	221 - 500	0,00	0,033654	0,0000

4.2.2 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 m³, a vigorarem de julho de 2015 a junho de 2016, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-49 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				BEIRAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalação 1	0 - 220	2,12	0,0596	0,0694
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DIANAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalação 1	0 - 220	2,23	0,0588	0,0732
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-51 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalação 1	0 - 220	2,23	0,0588	0,0732
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-52 - 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 ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalação 1	0 - 220	1,94	0,0591	0,0638
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da LisboaGás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,84	0,0588	0,0602
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,84	0,0588	0,0602
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				MEDIGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,23	0,0588	0,0732
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				PAXGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,23	0,0588	0,0732
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-57 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SETGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,84	0,0588	0,0602
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-58 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SONORGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,23	0,0588	0,0732
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

Quadro 4-59 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,10	0,0592	0,0688
Escalação 2	221 - 500	2,25	0,0591	0,0737

4.3 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 4.3.1.

As tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso são apresentadas no capítulo 4.3.2.

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

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

Neste contexto, veio a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.º 127/2014, de 25 de junho e n.º 97/2015, de 30 de março, fixar a data prevista no n.º 1 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, em 31 de dezembro de 2017.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório, a terminar, nos termos da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, em 31 de dezembro de 2017.

Durante este período, o comercializador de último recurso continua a fornecer gás natural àqueles clientes finais, que independentemente do consumo associado, não exerçam o direito de mudança, mediante a cobrança de tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento. O Decreto-Lei n.º 15/2015 remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição do mecanismo de determinação do mencionado fator de agravamento. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabelece o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural.

No Quadro 4-60 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de julho de 2015, determinados com base nos valores do parâmetro $Y_{i,p}$, bem como nos valores das variáveis $Te'_{i,p-1}$ e $Curg_p$, estabelecidos no Artigo 2.º da referida Portaria.

Quadro 4-60 – Fatores de agravamento a partir de 1 de julho de 2015

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1} - Curg_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
MP	33,98	21,39	12,58	-1,08	11,50
BP>	34,28	21,47	12,81	-1,31	11,50
BP<	27,96	21,47	6,49	-0,99	5,50

De acordo com o definido no Artigo 2.º da referida Portaria, $Te'_{(i,p-1)}$ corresponde à tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais, deduzida dos custos médios de utilização do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo e das entradas na rede de transporte, para o período a partir de 1 de julho de 2015, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores (MP, BP> e BP<).

A variável $Curg_p$ corresponde ao custo médio de aquisição de energia do CUR grossista previsto para o ano gás 2015-2016, conforme definido no Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural, aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 16 de abril, na redação da Diretiva n.º 10/2014, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 23 de junho.

A variável $\gamma_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados de gás natural para o ano gás 2015-2016, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores, cujos valores são definidos no Artigo 4.º da referida Portaria.

Por fim, a variável resultante $FA_{(i,p)}$ corresponde ao fator de agravamento da tarifa de energia do CUR retalhista, aplicável a partir de 1 de julho de 2015, a cada um dos segmentos de consumidores.

No Quadro 4-61 apresentam-se as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultantes dos fatores de agravamento da tarifa de energia do CUR retalhista, a partir de 1 de julho de 2015.

Quadro 4-61 – Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2015

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária julho 2015/maio 2015
Média Pressão MP (> 1 milhão m ³) *	-2,9%
Baixa Pressão BP > (> 10 000 m ³)	-5,0%
Baixa Pressão < (< 10 000 m ³)	-3,5%

* Os limites de consumo indicados são indicativos

4.3.1.1 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 M³

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem a partir do dia 1 de julho de 2015.

Quadro 4-62 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0 - 220	2,34	0,0739	0,0766
Escalão 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalão 3	501 - 1 000	4,69	0,0629	0,1538
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0626	0,1655

Quadro 4-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0 - 220	2,45	0,0731	0,0804
Escalão 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalão 3	501 - 1 000	4,69	0,0649	0,1538
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0638	0,1655

Quadro 4-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0 - 220	2,45	0,0731	0,0804
Escalão 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalão 3	501 - 1 000	4,69	0,0649	0,1538
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0638	0,1655

Quadro 4-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,16	0,0734	0,0710
Escalão 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalão 3	501 - 1 000	4,69	0,0649	0,1538
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0594	0,1655

Quadro 4-66 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da LisboaGás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,06	0,0731	0,0674
Escalão 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalão 3	501 - 1 000	4,69	0,0633	0,1538
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0626	0,1655

Quadro 4-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,06	0,0731	0,0674
Escalão 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalão 3	501 - 1 000	4,69	0,0649	0,1538
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0637	0,1655

Quadro 4-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				MEDIGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,45	0,0731	0,0804
Escalação 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalação 3	501 - 1 000	4,69	0,0649	0,1538
Escalação 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0638	0,1655

Quadro 4-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				PAXGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,45	0,0731	0,0804
Escalação 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalação 3	501 - 1 000	4,69	0,0649	0,1538
Escalação 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0638	0,1655

Quadro 4-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				SETGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,06	0,0731	0,0674
Escalação 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045
Escalação 3	501 - 1 000	4,69	0,0637	0,1538
Escalação 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0626	0,1655

Quadro 4-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano					SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,45	0,0731	0,0804	
Escalão 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045	
Escalão 3	501 - 1 000	4,69	0,0649	0,1538	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0638	0,1655	

Quadro 4-72 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano					TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€mês)	(€kWh)	(€dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,32	0,0735	0,0760	
Escalão 2	221 - 500	3,19	0,0690	0,1045	
Escalão 3	501 - 1 000	4,69	0,0637	0,1538	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,05	0,0626	0,1655	

4.3.1.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, a vigorarem a partir do dia 1 de julho de 2015.

Os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m³) podem optar pelas tarifas de Média Pressão, nos termos do Artigo 23.º do Regulamento Tarifário, de acordo com as regras apresentadas no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016”.

Quadro 4-73 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m ³ ANO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		143,89	0,048070	0,038756	0,060192	4,7178	0,00197350
Mensal	10 000 - 100 000	211,25	0,057701	0,048386		6,9264	
	100 001 - 1 000 000	485,05	0,051960	0,042645		15,9033	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		424,38	0,039312	0,038563	0,056776	13,9141	0,00186150
Curtas utilizações		424,38	0,045261	0,038563	0,011355	13,9141	0,00037230
Mensal	10 000 - 100 000	461,06	0,048396	0,047647		15,1166	
	100 001 - 2 000 000	616,16	0,043504	0,042756		20,2019	

4.3.2 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

4.3.2.1 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 2015-2016, 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, e 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.

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

Quadro 4-74 - 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)	0,02355778

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

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

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro. Esta tarifa inclui um fator de agravamento definido por Portaria, tal como descrito no capítulo 3.1.

Quadro 4-75 - Tarifa de Energia com agravamento dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS	
Baixa Pressão < 10 000 m ³ (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02915443
	Escalão 2	0,02915443
	Escalão 3	0,02915443
	Escalão 4	0,02915443

4.3.2.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, para o ano gás 2015-2016 apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro. Esta tarifa inclui um fator de agravamento definido por Portaria, tal como descrito no capítulo 3.1.

Quadro 4-76 - Tarifa de Energia com agravamento dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,03507427
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,03515443

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

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 m³.

Quadro 4-77 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	2,24
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00055046

4.3.2.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10000 M³

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 m³.

Quadro 4-78 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,38
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00107796

5 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2015-2016

5.1 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 m³ (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.

5.2 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 2015-2016 dos preços e parâmetros atualmente em vigor, facto que já havia ocorrido para os anos gás anteriores.

As empresas justificam a manutenção dos preços previstos nos artigos 60.º e 173.º do RRC, fundamentalmente pelo facto de se registarem alterações relevantes no enquadramento contratual dos seus prestadores de serviço, pelo que, 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. Já no caso da fixação da quantia mínima em caso de mora, constante do artigo 245.º do RRC, a fundamentação apresentada pelo conjunto dos CUR menciona a saída significativa de consumidores para fornecimento em regime de mercado, facto que, em seu entender, justifica, a par de ausência de conflitualidade associada a este preço regulado, a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2014-2015.

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 não efetuaram proposta de alteração de valores, sendo de referir que, no ano gás anterior, haviam sustentado que manutenção de valores era satisfatória em face da aplicação da subregulamentação, a qual, em seu entender, apresentava 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.

No que respeita aos valores de referência para a determinação dos custos de integração de polos de consumo existentes, a ERSE considerou, para o exercício tarifário de 2014-2015, que subsistia, de forma continuada no tempo, um baixo grau de fundamentação daqueles valores face ao que seria desejável para a aprovação dos preços dos serviços regulados.

5.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2015-2016

Os preços dos serviços regulados atualmente em vigor tiveram em conta o parecer unânime do Conselho Tarifário de 17 de maio de 2010 que recomendava que os preços dos serviços regulados devem refletir a totalidade dos custos. 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 2015-2016, os operadores das redes de distribuição propuseram a manutenção dos preços atualmente em vigor para o ano gás 2014-2015.

Tendo em conta a convergência realizada no passado para a aderência aos custos, a ERSE considera 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.

Tendo em consideração a falta de fundamentação das propostas das empresas, que se assinalou na proposta de tarifas e preços para o ano gás de 2014-2015, a qual conduziu a uma redução de 25% dos

valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes, bem como a não existência de propostas globais concretas de adequação do racional económico destes custos, a ERSE considera equilibrado manter, para o ano gás 2015-2016, os valores que foram adotados para o ano gás de 2014-2015.

5.3.1 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2015-2016 são os indicados no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2015-2016)

Unidades:EUR

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

Aos valores constantes do Quadro 5-1 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

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

5.3.2 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

Os encargos com a rede a construir no ano gás 2015-2016 são os indicados no Quadro 5-2.

Quadro 5-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2015-2016)

Unidades:EUR

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

Aos valores constantes do Quadro 5-2 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

5.3.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O preço do serviço de leitura extraordinária no ano gás 2015-2016 assume o valor apresentado no Quadro 5-3.

Quadro 5-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2014-2015)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor	Preço proposto pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
				Preço	Varição face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	14,17	14,17	14,17	0%

Aos valores constantes do Quadro 5-3 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

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

5.3.4 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores da quantia mínima em caso de mora assumem no ano gás 2015-2016 os valores que se apresentam no Quadro 5-4.

Quadro 5-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m³ (n) (ano gás 2015-2016)

Unidades:EUR

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

Os prazos referidos no Quadro 5-4 são contínuos.

5.3.5 FATORES A CONSIDERAR PARA O CÁLCULO DO SOBRECUSTO DE VEICULAÇÃO DE GÁS NATURAL PARA LIGAÇÕES ÀS REDES DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³ (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 m³ (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 2015 e aprovados com a Diretiva n.º6/2014, são os seguintes:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³(n)) – 0,053123 €/kWh.
- Média Pressão – 0,018713 €/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 2015-2016 conduz aos seguintes fatores aprovados pela ERSE para vigorar entre 1 de Julho de 2015 e 30 de Junho de 2016:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³(n)) – 0,047410 €/kWh.
- Média Pressão – 0,017788 €/kWh.

5.3.6 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 uma redução de 25% sobre aqueles que eram os valores da execução correspondente ao ano de 2011. Tal redução foi

decidida, para o ano gás de 2014-2015, por se considerar que a manutenção dos referidos valores carecia de fundamentação suficiente e porque importaria considerar um sinal económico relativo ao desenvolvimento e amadurecimento das redes de distribuição, designadamente por integração de polos de consumo existentes.

No presente, e em face da não alteração da circunstância mencionada no passado ano gás, a ERSE considerou ajustado manter os valores suportados pelo sistema nacional de gás natural a título de conversões e reconversões em linha com os que foram determinados para o ano gás 2014-2015. Acresce que não foram apresentados pela generalidade das empresas de distribuição proposta e fundamentação que sustente outro valor.

Os valores a vigorar no exercício tarifário de 2015-2016 são os indicados no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 - Valores de referência

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor	Valores propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
			Valores	Varição face aos preços em vigor (%)
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 112.º do RRC	337,50	---	337,50	0%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 112.º do RRC	570,00	---	570,00	0%

6 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA

O n.º 5 da Diretiva n.º 10/2013 “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014 e Parâmetros para o Período de Regulação 2013-2016”, aprovada pela ERSE a 14 de junho e publicada no Diário da República em 26 de junho, aprovou pela primeira vez os valores 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, em função da distância percorrida entre o Terminal de GNL de Sines e uma determinada Unidade Autónoma de GNL.

Os valores para o custo máximo publicados na Diretiva anterior, aplicados pelo operador da rede de transporte a partir de julho de 2013, corresponderam a:

- 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.

Para o ano gás 2014-2015, a Diretiva n.º 11/2014 “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015”, aprovada pela ERSE a 12 de junho e publicada no Diário da República em 23 de junho, optou por manter os valores de custo máximo aplicados no ano anterior.

Por sua vez, tal como estabelecido no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG, o operador da rede de transporte tem a obrigação de publicar na sua página na internet a lista de UAG e a respetiva distância máxima reconhecida a partir do Terminal de GNL de Sines para ressarcimento dos custos resultantes da atividade de transporte de GNL por camião cisterna.

O quadro seguinte sumariza a análise que foi realizada pela ERSE à informação disponibilizada pelo operador da rede de transporte no atual exercício de definição de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016”.

Quadro 6-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna

	N.º de UAG abastecidas	N.º de camiões-cisterna	Total de energia transportada (MWh)	Custo total (€)	Custo aceite (€)
2009-2010	30	2037	625 676	1 919 960	1 919 960
2010-2011	34	2331	705 502	2 180 523	2 180 523
2011-2012	36	2526	761 215	2 334 632	2 334 632
2012-2013	43	2648	808 713	2 537 760	2 537 760
2013	50	3237	987 285	2 901 132	2 861 106
2014	56	3361	1 021 545	3 123 536	2 870 964

Verifica-se que se mantem o ritmo de aumento do número de UAG abastecidas, de cisternas transportadas e de energia transportada por camião cisterna em Portugal continental. Por sua vez, o efeito de aplicação do custo máximo já é visível nos resultados do ano de 2013, com aplicação apenas durante o segundo semestre, e durante a totalidade do ano de 2014.

Por outro lado, é de realçar que, para além das cisternas para fornecer UAG situadas em Portugal continental, referenciadas no quadro anterior, o Terminal de GNL de Sines teve um incremento adicional na sua utilização devido ao início, em maio de 2014, do carregamento de cisternas destinadas à central termoelétrica da Vitória na ilha da Madeira (através da UAG de Socorridos e utilizando transporte rodoviário de Sines até ao porto de Lisboa, transporte marítimo entre Lisboa e o Funchal e transporte rodoviário entre o Funchal e Socorridos). O terminal de GNL de Sines foi ainda utilizado para carregar um número muito reduzido de cisternas para exportação para Espanha, durante um curto período de tempo em que um terminal de GNL espanhol esteve indisponível.

Para o ano gás de 2015-2016, o operador da rede de transporte enviou à ERSE uma proposta de uma nova fórmula para o cálculo do custo máximo, que teve em consideração as propostas apresentadas por alguns agentes. A nova fórmula introduz um termo fixo para acomodar os custos fixos não dependentes da distância e um termo variável dependente da distância reconhecida de cada uma das UAG.

A análise realizada pela ERSE e a interação ocorrida com o operador da rede de transporte permitiu encontrar uma proposta que resulta da aplicação de uma regressão linear aos custos que têm sido apresentados pelos diversos transportadores para as diferentes UAG em funcionamento no SNGN e está em linha com os custos máximos estabelecidos. A proposta tem o mérito, face à solução anterior, de apresentar um termo fixo que se coaduna com a estrutura de custos do transporte rodoviário e assegura uma continuidade do termo variável em função da distância reconhecida.

Deste modo, para o ano gás de 2015-2016, a ERSE propõe que os valores para o custo máximo que o operador da rede de transporte poderá aceitar que lhe sejam transferidos por parte dos agentes de mercado que recorram ao transporte de GNL, em função da distância reconhecida entre o Terminal de GNL de Sines e a Unidade Autónoma de GNL, resultem da aplicação da fórmula seguinte:

$$Ca = F \times E \times Dist + TF$$

em que:

Ca (€) - Custo máximo que pode ser aceite pelo operador da rede de transporte.

F (€ / (MWh x km)) - Fator multiplicativo a publicar anualmente pela ERSE.

E (MWh) – Energia transportada em cada cisterna.

Dist (km) – Distância reconhecida para cada UAG.

TF (€) – Termo fixo a publicar anualmente pela ERSE.

Para o ano gás de 2015-2016, os valores que se propõem adotar para os fatores F e TF são:

$$F = 0,0078 \text{ €/(MWh x km)}$$

$$TF = 102 \text{ €}$$

As distâncias reconhecidas por UAG a considerar no cálculo anterior serão aquelas que são publicadas pelo operador da rede de transporte na sua página na internet e mantem-se a regra instituída de, no caso da opção por percursos que incluam descargas parciais em mais do que uma UAG, a distância reconhecida a ser considerada corresponde à média das distâncias que seriam percorridas entre o Terminal de GNL de Sines e as UAG em causa, caso fosse realizada uma descarga completa.

7 ANÁLISE DE IMPACTES

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

No presente capítulo apresentam-se os impactes verificados nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2015-2016.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade regulada, entre 2014-2015 e 2015-2016, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-9 e do Quadro 7-1 ao Quadro 7-9. 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 2014-2015. No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2015-2016, para as diferentes infraestruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2015-2016 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.

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

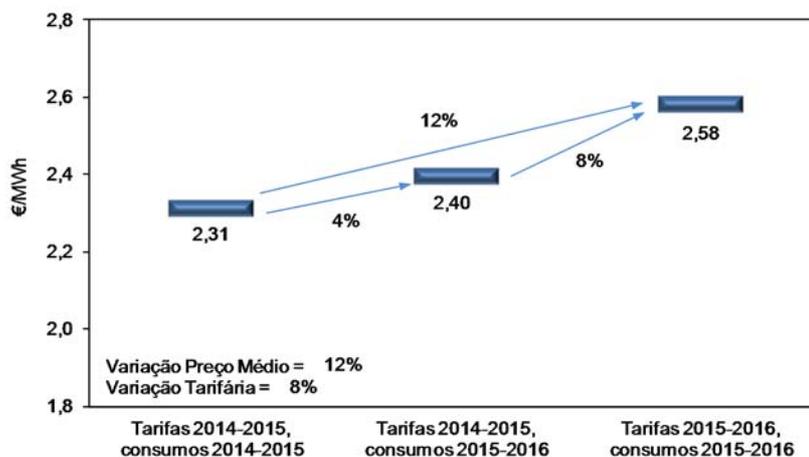
No Quadro 7-1 e na Figura 7-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2015-2016.

Quadro 7-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	35 025	37 360	40 249
Quantidades (GWh)	15 157	15 597	15 597
Preço médio (€/MWh)	2,31	2,40	2,58

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

Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



7.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

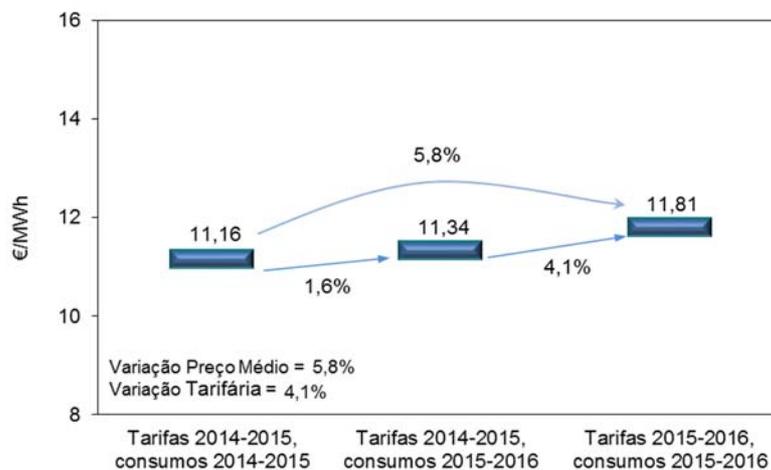
No Quadro 7-2 e na Figura 7-2 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo do ano gás 2014-2015 para o ano gás 2015-2016.

Quadro 7-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	25 861	26 721	27 828
Quantidades (GWh)	2 317	2 357	2 357
Preço médio (€/MWh)	11,16	11,34	11,81

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

Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo



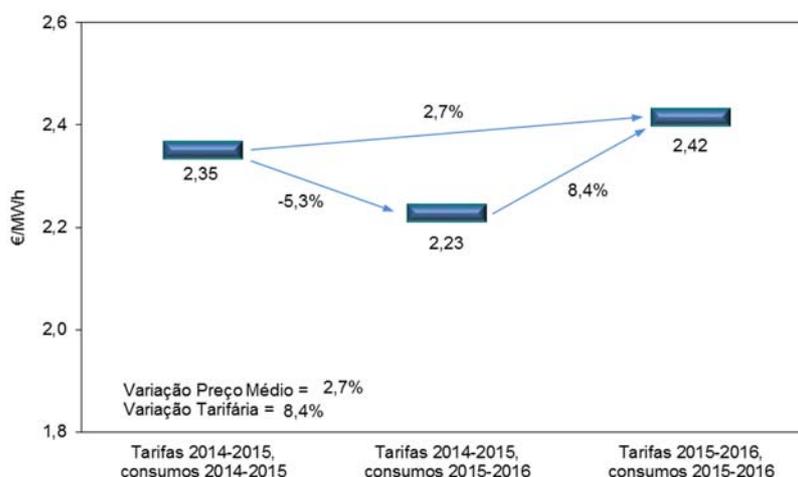
7.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 7-3 e na Figura 7-3 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 7-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	113 027	109 941	119 208
Quantidades (GWh)	48 050	49 343	49 343
Preço médio (€/MWh)	2,35	2,23	2,42

Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte



Ao abrigo do artigo 166.º do Regulamento Tarifário e do artigo n.º 232 do Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE elaborou o parecer interpretativo n.º 1/2011 relativamente à aplicação dos preços da tarifa regulada de uso da rede de transporte nos pontos de entrada da RNT de gás natural.

De acordo com o referido parecer é expectável que os comercializadores transmitam 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. Todavia, atendendo à natureza dos custos de entrada da tarifa de URT, considera-se uma boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo.

A aplicação direta do valor publicado pela ERSE do preço de capacidade de entrada da tarifa de URT à capacidade utilizada pelo cliente final não é imposta pela regulamentação da responsabilidade da ERSE, sendo abusivas quaisquer informações que sejam transmitidas aos clientes em sentido contrário.

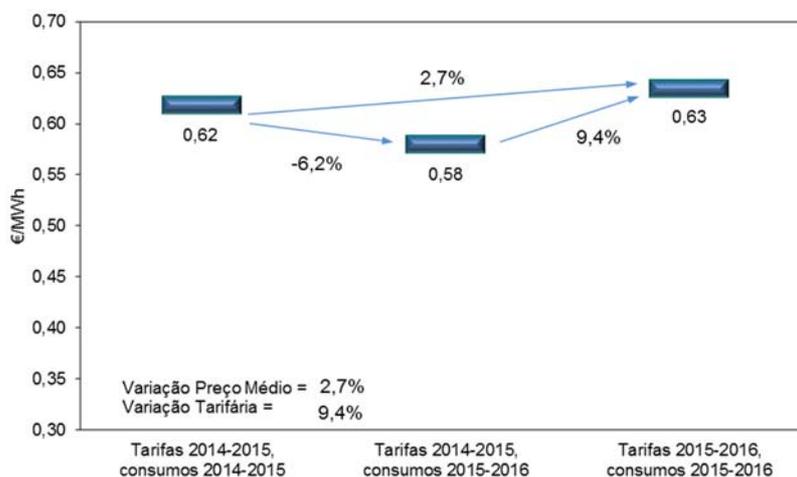
Em observância dos princípios da transparência e objetividade do relacionamento comercial com os seus clientes, os comercializadores devem informar os seus clientes sobre o significado dos valores que constituem a fatura de gás natural.

No Quadro 7-6 e na Figura 7-4 apresenta-se a evolução do preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.

Quadro 7-4 - Receitas, quantidades e preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	29 717	28 636	31 326
Quantidades (GWh)	48 050	49 343	49 343
Preço médio (€/MWh)	0,62	0,58	0,63

Figura 7-4 - Preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

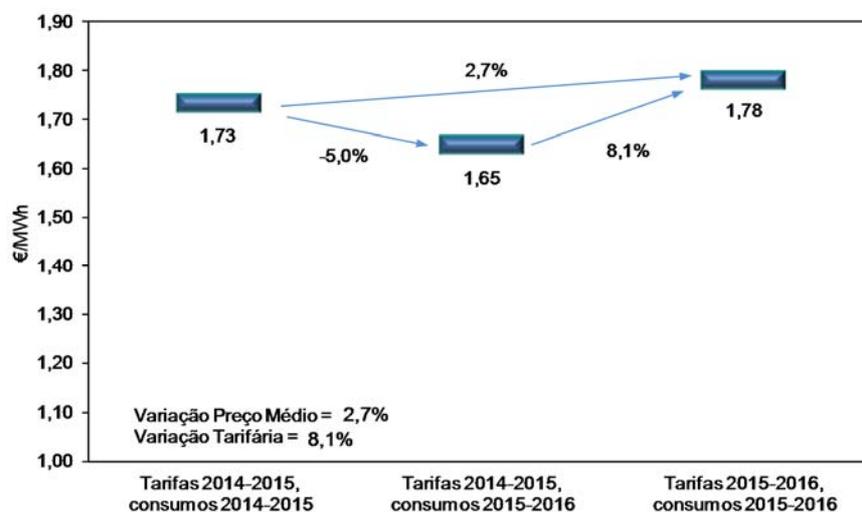


No Quadro 7-7 e na Figura 7-5 apresenta-se a evolução do preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.

Quadro 7-5 - Receitas, quantidades e preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	83 310	81 305	87 881
Quantidades (GWh)	48 050	49 343	49 343
Preço médio (€/MWh)	1,73	1,65	1,78

Figura 7-5 - Preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

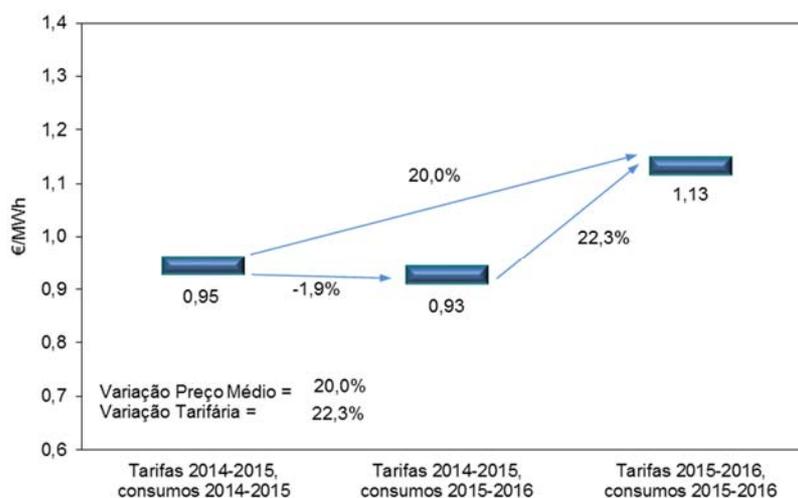


7.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 7-6 e na Figura 7-6 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede transporte entre o ano gás 2014-2015 e o ano gás 2015-2016.

Quadro 7-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	45 422	45 770	55 983
Quantidades (GWh)	48 050	49 343	49 343
Preço médio (€/MWh)	0,95	0,93	1,13

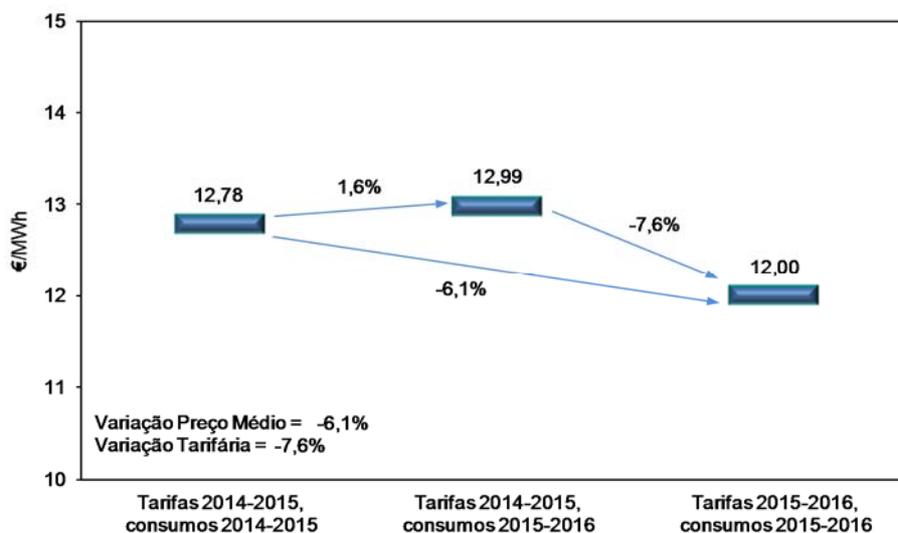
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte

7.1.5 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 7-7 e na Figura 7-7 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 7-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	312 783	317 108	293 031
Quantidades (GWh)	24 467	24 418	24 418
Preço médio (€/MWh)	12,78	12,99	12,00

Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

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

No Quadro 7-8 e na Figura 7-8 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. A partir de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assumiu caráter transitório. A tarifa de energia foi revista em maio de 2015 de acordo com o mecanismo de determinação do fator de agravamento definido pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril.

As tarifas de energia aprovadas em maio de 2015 e em julho de 2015 incorporam a recente redução dos custos de aprovisionamento de gás natural e os agravamentos estabelecidos pela referida Portaria.

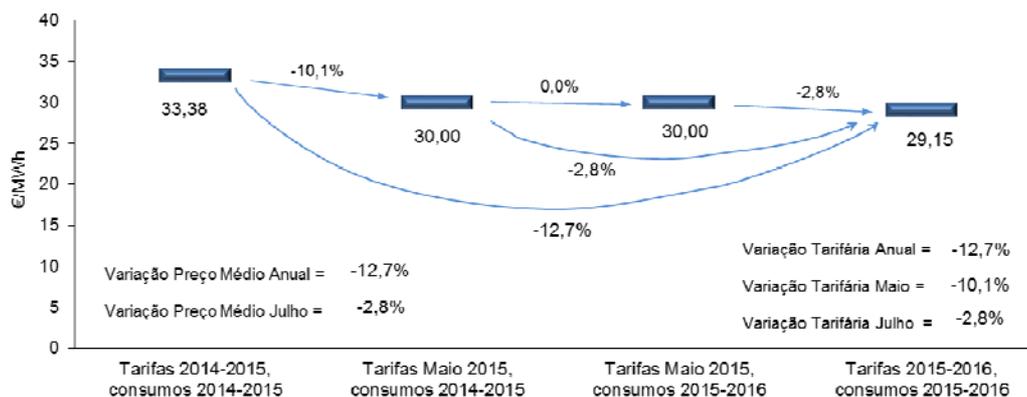
Quadro 7-8 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas Maio 2015, consumos 2014-2015	Tarifas Maio 2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	44 220	39 737	27 643	26 864
Quantidades (GWh)	1 325	1 325	0 921	0 921
Preço médio (€/MWh)	33,38	30,00	30,00	29,15

Conforme se ilustra na Figura 7-8, a tarifa de energia de maio de 2015 observa uma variação tarifária, face à tarifa de energia aprovada para julho de 2014, de -10,1%. Entre as tarifas de maio de 2015 e as tarifas para o ano gás de 2015-2016 verifica-se uma variação tarifária de -2,8% na tarifa de energia

aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Nestas circunstâncias resulta uma variação tarifária anual acumulada de -12,7%.

Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



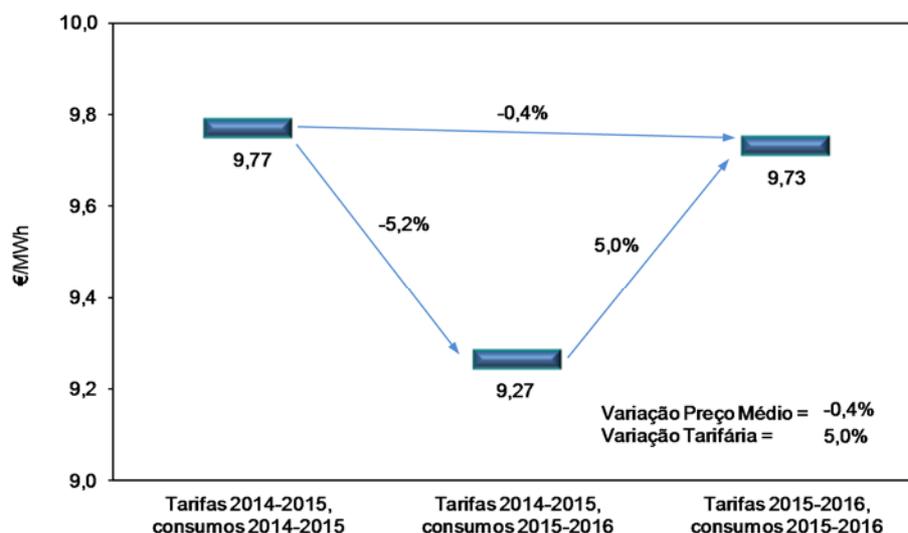
7.1.7 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

No Quadro 7-9 e na Figura 7-9 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. A partir de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assumiu caráter transitório.

Quadro 7-9 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	12 940	8 538	8 966
Quantidades (GWh)	1 325	921	921
Preço médio (€/MWh)	9,77	9,27	9,73

Figura 7-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



7.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

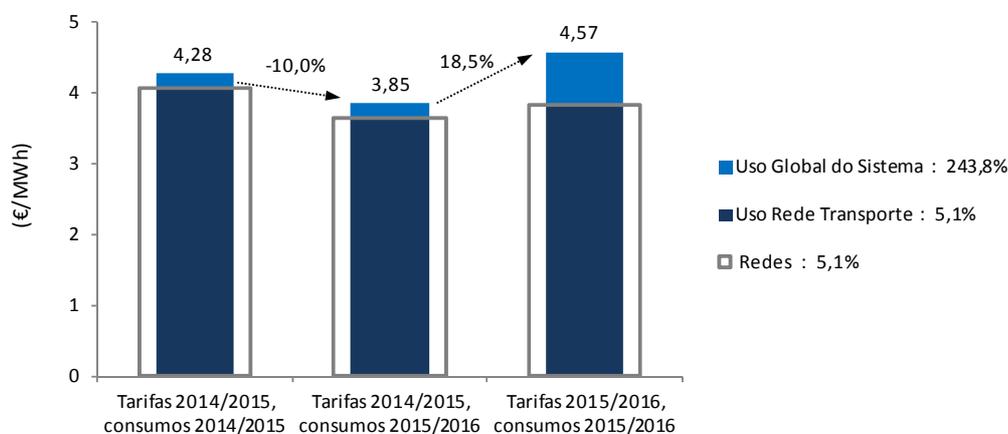
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de UGS, URT e URD, para os Centros Electroprodutores (CEP), para os clientes ligados em Alta Pressão, para os clientes ligados em Média Pressão, para os clientes ligados em Baixa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

A evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2014-2015 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2014-2015 aplicadas aos consumos previstos para o ano gás 2015-2016. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2015-2016.

Quadro 7-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifa 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Proveitos (10 ³ EUR)	23 939	26 219	31 059
Quantidades (GWh)	5 591	6 802	6 802
Preço médio (€/MWh)	4,28	3,85	4,57

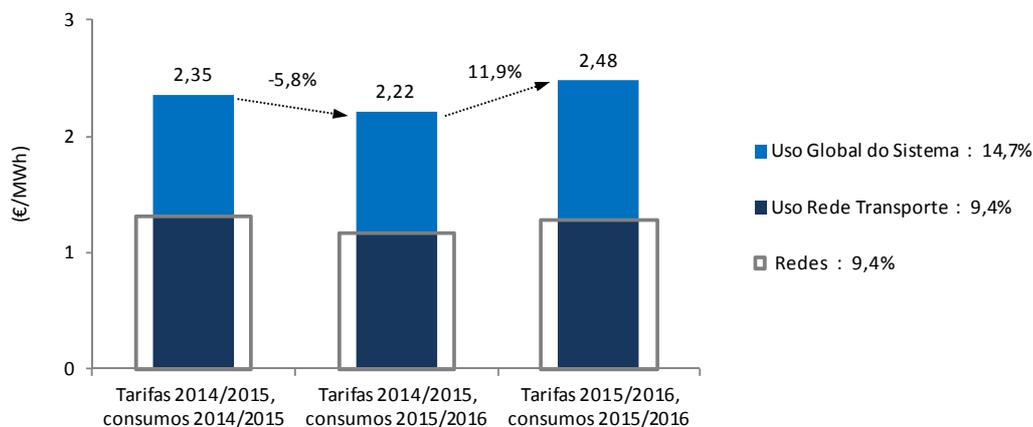
Figura 7-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores



Quadro 7-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Proveitos (10 ³ EUR)	42 248	40 074	44 841
Quantidades (GWh)	17 949	18 079	18 079
Preço médio (€/MWh)	2,35	2,22	2,48

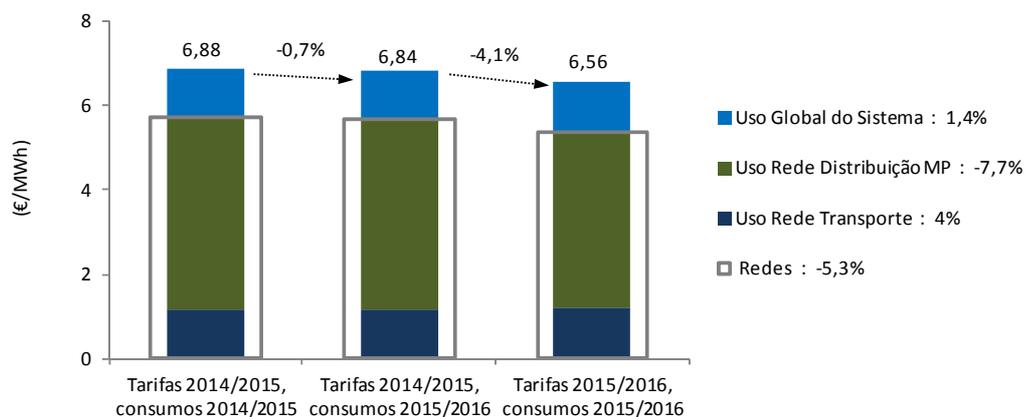
Figura 7-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão



Quadro 7-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

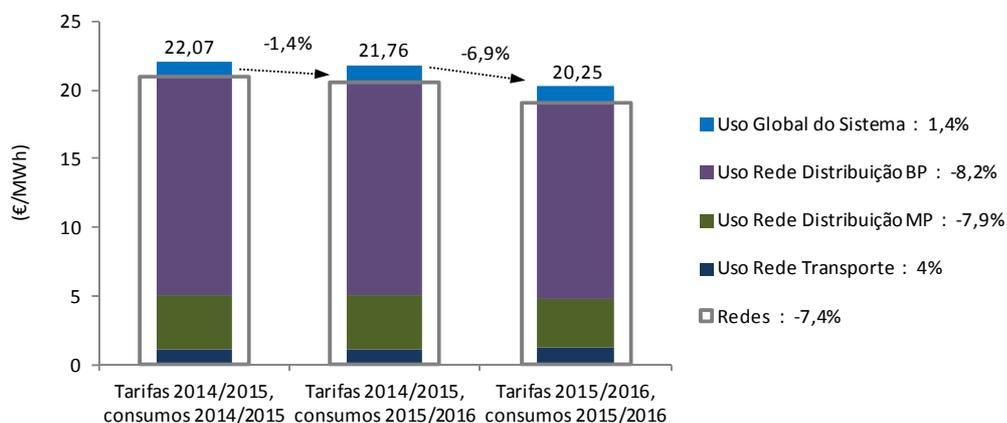
Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Proveitos (10 ³ EUR)	118 379	115 081	110 320
Quantidades (GWh)	17 195	16 827	16 827
Preço médio (€/MWh)	6,88	6,84	6,56

Figura 7-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão



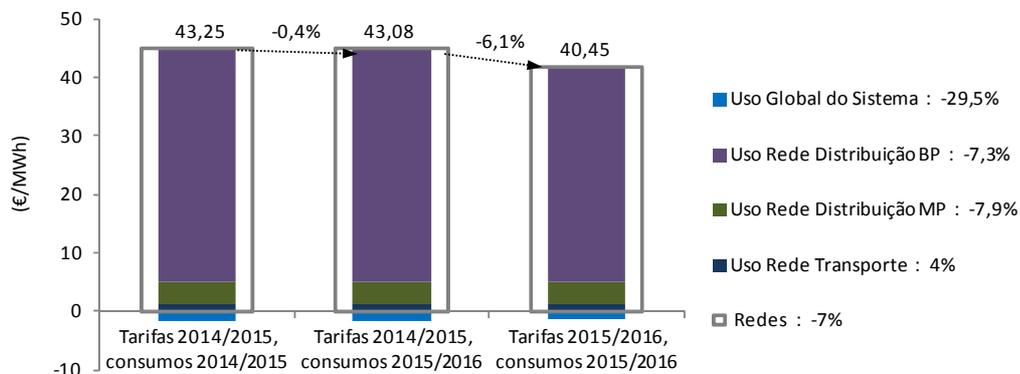
Quadro 7-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Proveitos (10 ³ EUR)	77 249	81 087	75 452
Quantidades (GWh)	3 501	3 726	3 726
Preço médio (€/MWh)	22,07	21,76	20,25

Figura 7-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³**Quadro 7-14 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³**

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Proveitos (10 ³ EUR)	163 116	166 514	156 364
Quantidades (GWh)	3 772	3 865	3 865
Preço médio (€/MWh)	43,25	43,08	40,45

Figura 7-14 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2015-2016

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 7-15 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, em 2015-2016

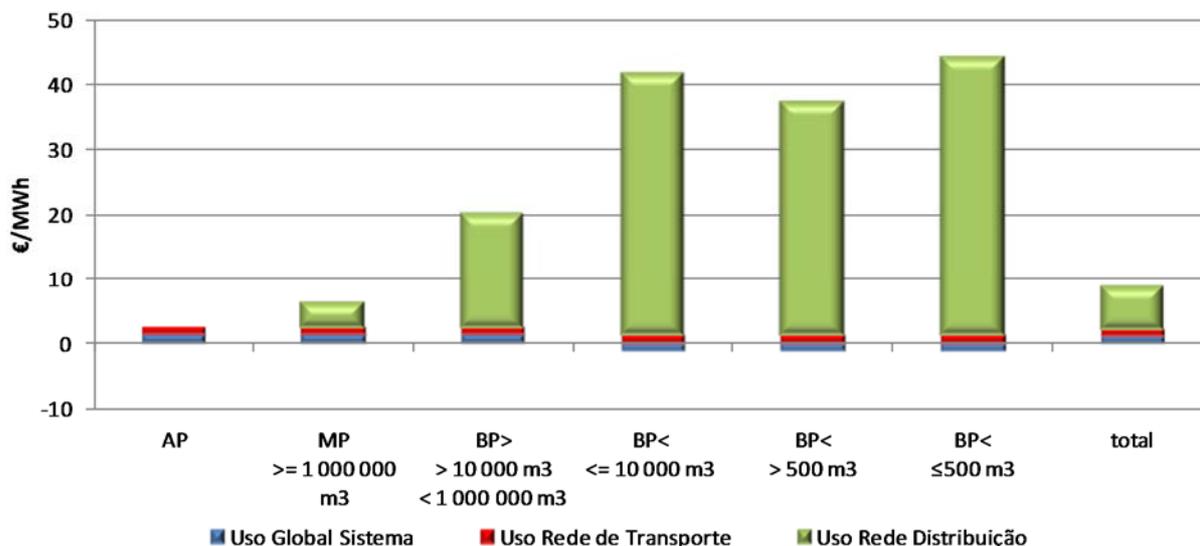
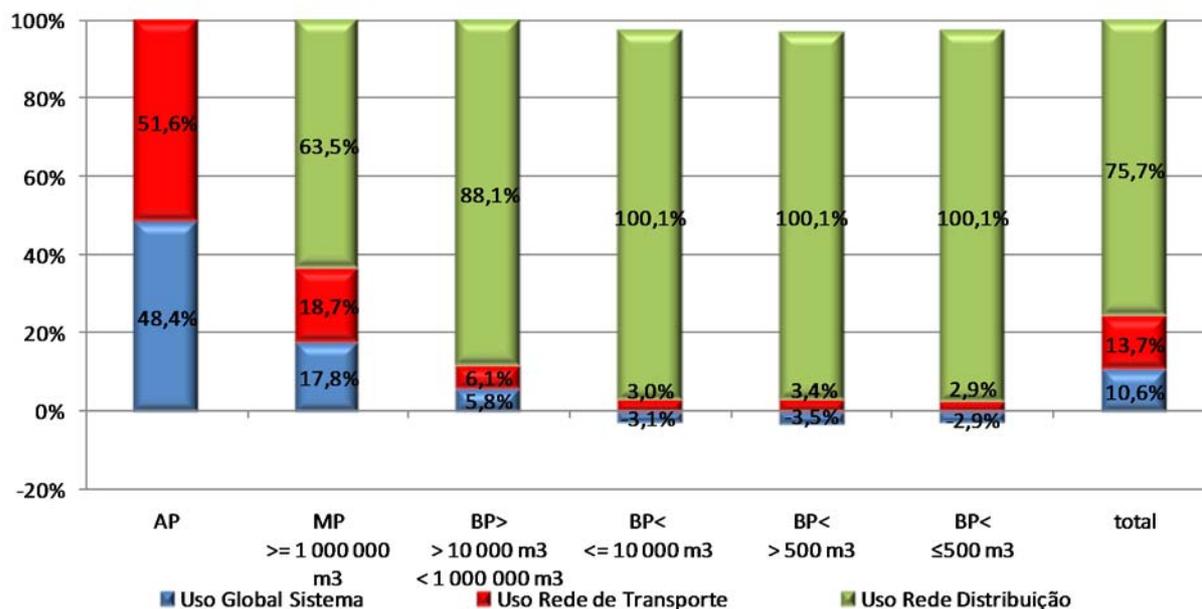


Figura 7-16 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, em 2015-2016



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

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

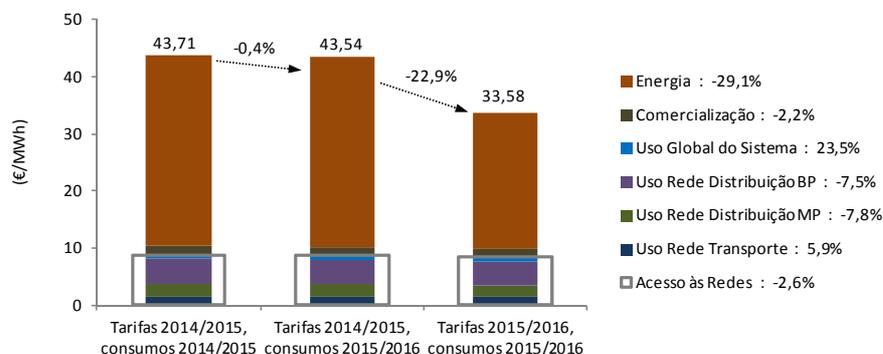
No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP, MP, BP> e BP<, entre o ano gás 2014-2015 e o ano gás 2015-2016. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE. A tarifa de energia corresponde ao custo da atividade de compra e venda de gás natural do CUR grossista, 23,56 €/MWh, não incluindo os fatores de agravamento estabelecidos por Portaria do membro do Governo responsável pela área de energia. 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 2014-2015 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2014-2015 aplicadas aos consumos previstos para o ano gás 2015-2016. O terceiro estado corresponde ao preço médio previsto para o ano gás 2015-2016.

Na Figura 7-17, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 5,9% para o Uso da Rede de Transporte, -7,8% para o Uso da Rede de Distribuição em MP, -7,5% para o Uso da Rede de

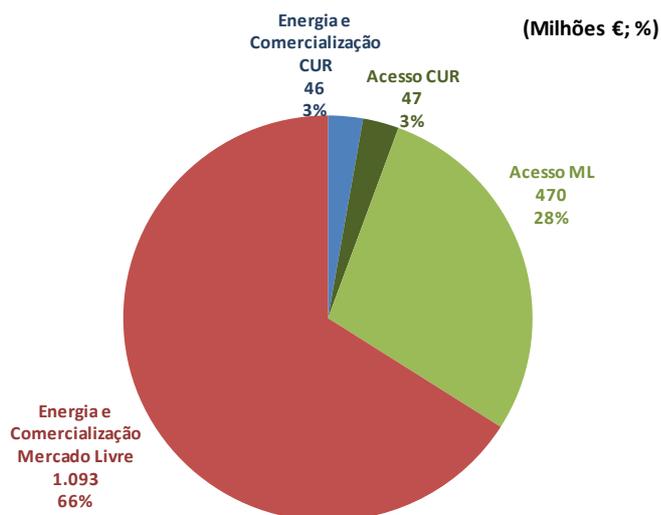
Distribuição em BP, 23,5% para o Uso Global do Sistema, -2,2% para a Comercialização e -29,1% para a Energia.

Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



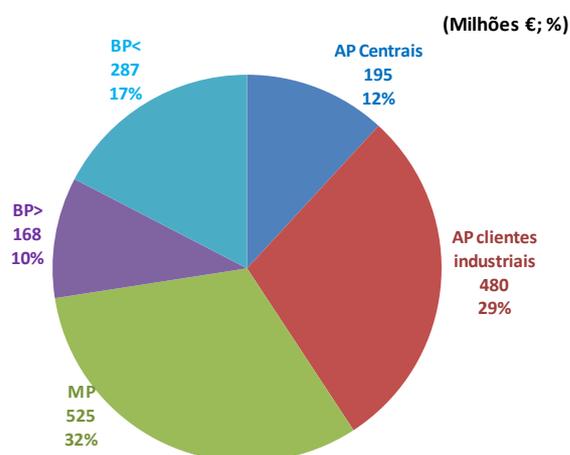
Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás natural no ano gás 2015-2016, sendo de destacar o reduzido peso da comercialização de último recurso nas receitas do setor, 6% que compara com 94% no mercado livre, conforme se ilustra na Figura 7-18. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso regulado pela ERSE, quer para o CUR, quer no mercado livre, que perfazem um valor global de 517 milhões de euros, 31% das receitas do setor. Estas receitas de acesso incluem quer o acesso aplicável a clientes, quer o acesso aplicável a comercializadores.

Figura 7-18 - Estrutura das receitas do setor do gás natural



A estrutura destas receitas por nível de pressão encontra-se ilustrada na Figura 7-19, destacando-se o elevado peso das receitas em Alta Pressão e em Média Pressão.

Figura 7-19 - 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 2014-2015 e o ano gás 2015-2016, para os diferentes níveis de pressão. Registam-se variações diferenciadas por nível de pressão: -24,2% para os centros electroprodutores, -26,6% para os clientes industriais em AP, -24,1% em MP, -19,9% em BP> e -13,8% em BP<. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Electroprodutores

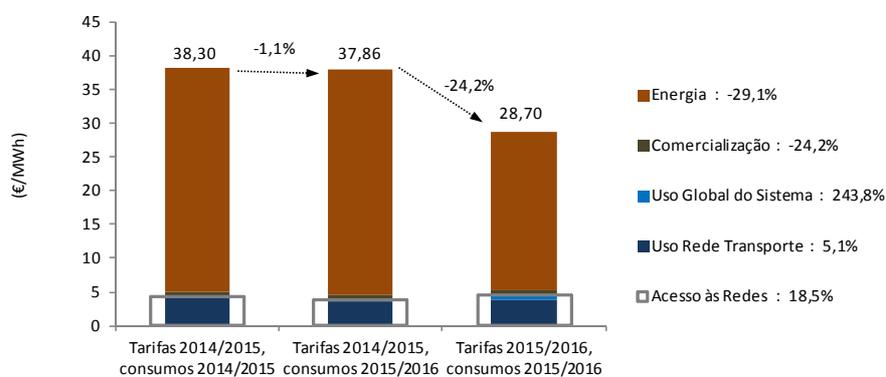


Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

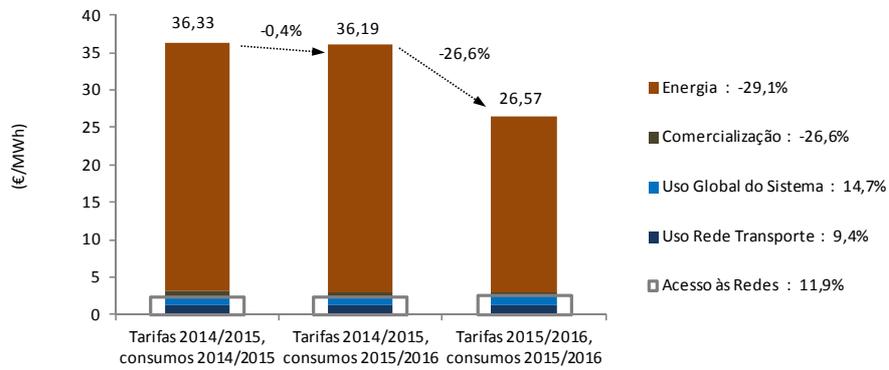


Figura 7-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP

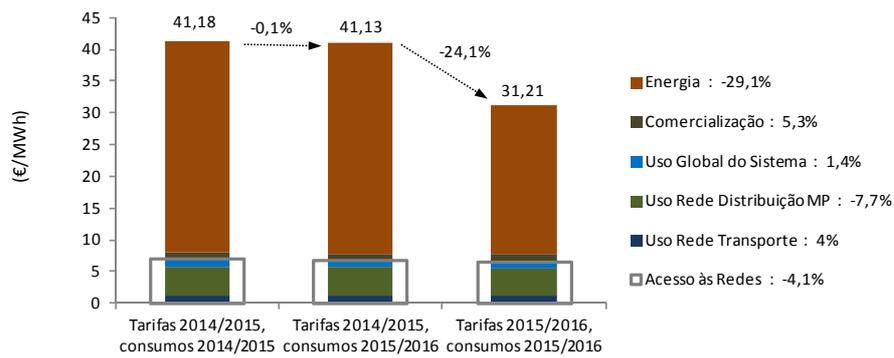


Figura 7-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>

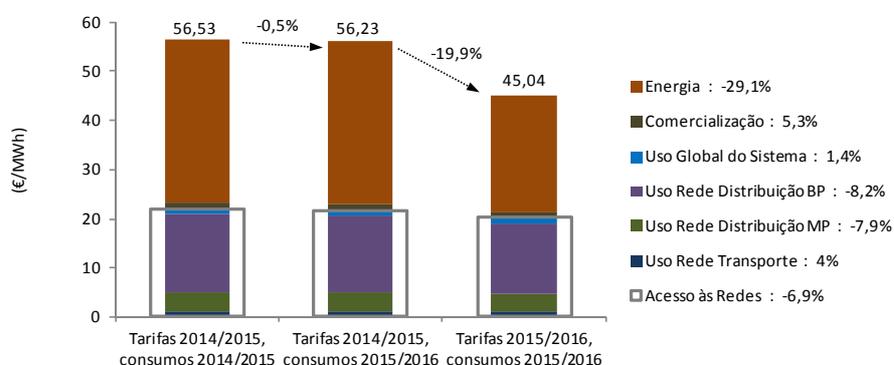
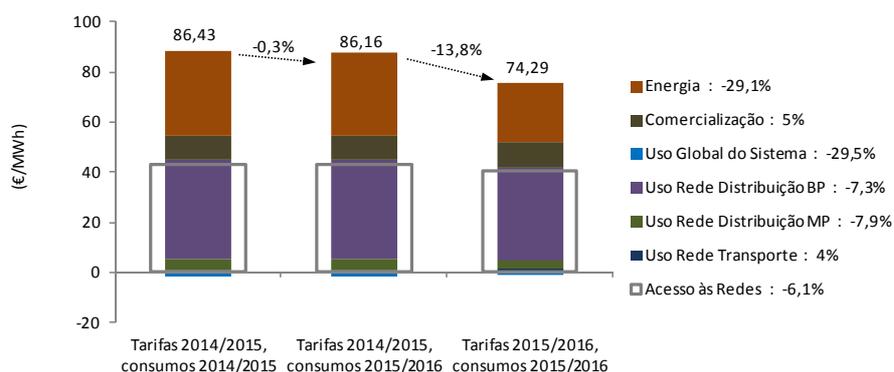
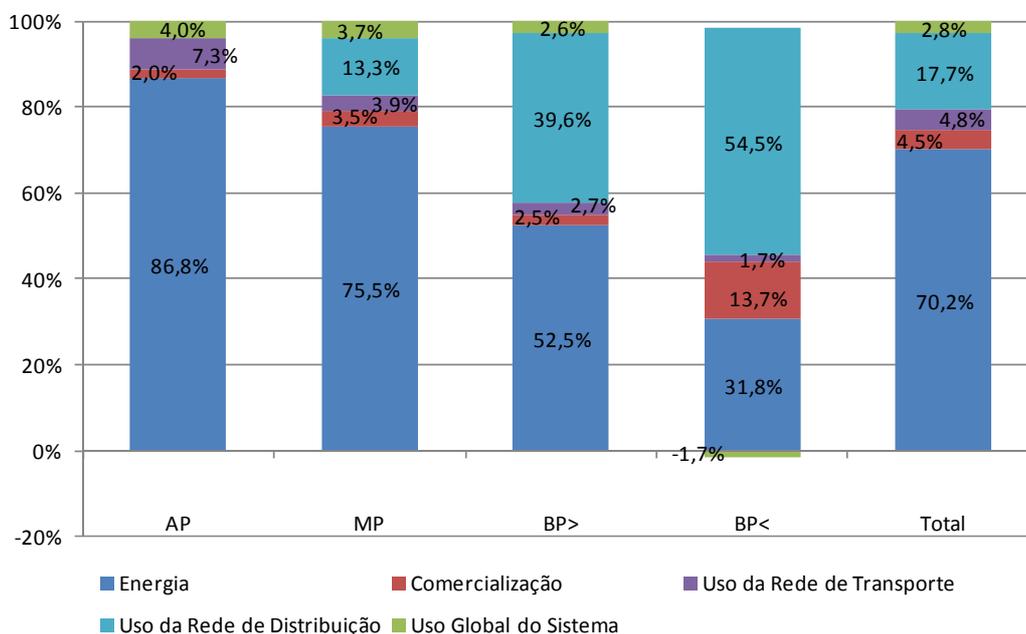


Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<



7.3.2 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 e tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em 2015-2016

7.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

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 m³, 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 m³ está representada no quadro e figura seguintes.

Nos termos da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, são estabelecidos fatores de agravamento a adotar no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, a partir de 1 de maio de 2015 e de 1 julho de 2015.

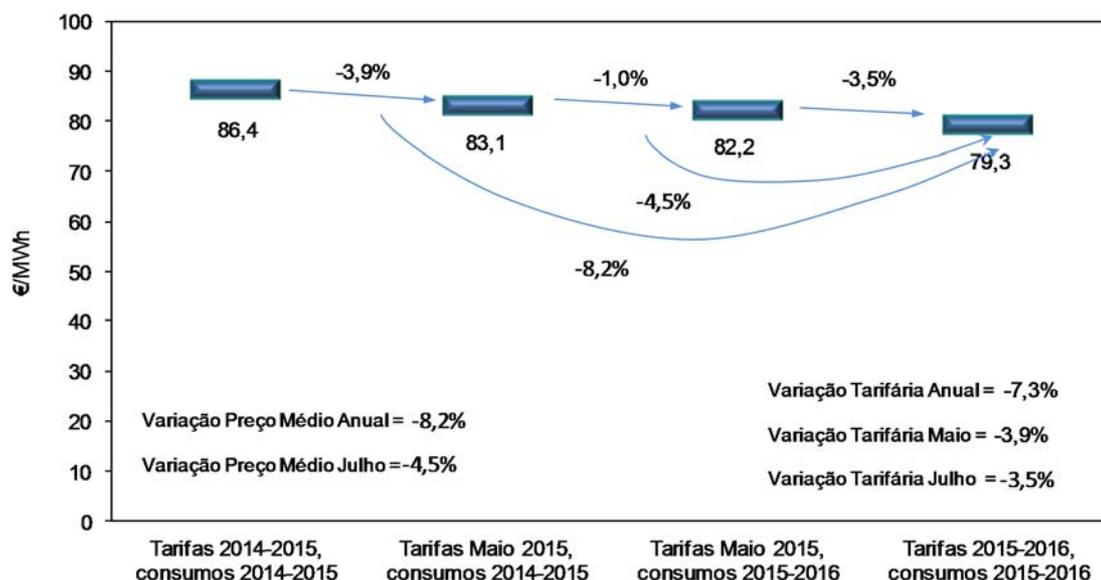
Em resultado das descidas recentes dos custos de aprovisionamento de gás natural e da incorporação do agravamento estabelecido pela referida Portaria para maio de 2015, observa-se uma variação tarifária

de -3,9% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em maio de 2015. Em julho de 2015 observa-se uma variação tarifária de -3,5%, resultante da variação anual das tarifas de acesso às redes e da variação da tarifa de energia, que reflete o efeito combinado da redução dos custos de aprovisionamento de gás natural e de novo fator de agravamento a aplicar em julho e determinado pela referida Portaria. Destas duas variações tarifárias resulta um efeito combinado acumulado na variação tarifária de -7,3%.

Quadro 7-15 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015	Tarifas Maio 2015, consumos 2014-2015	Tarifas Maio 2015, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016
Receitas (10 ³ EUR)	114 491	110 008	75 751	73 075
Quantidades (GWh)	1 325	1 325	921	921
Preço médio (€/MWh)	86,4	83,1	82,2	79,3

Figura 7-26 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



A ERSE define, também, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³, a vigorarem a partir de julho de 2015, aprovando-se uma variação tarifária de -4,6% face às tarifas aplicáveis a partir de maio de 2015. Estas tarifas incorporam a descida dos custos de aprovisionamento de gás natural e os fatores de agravamento estabelecidos na referida Portaria.

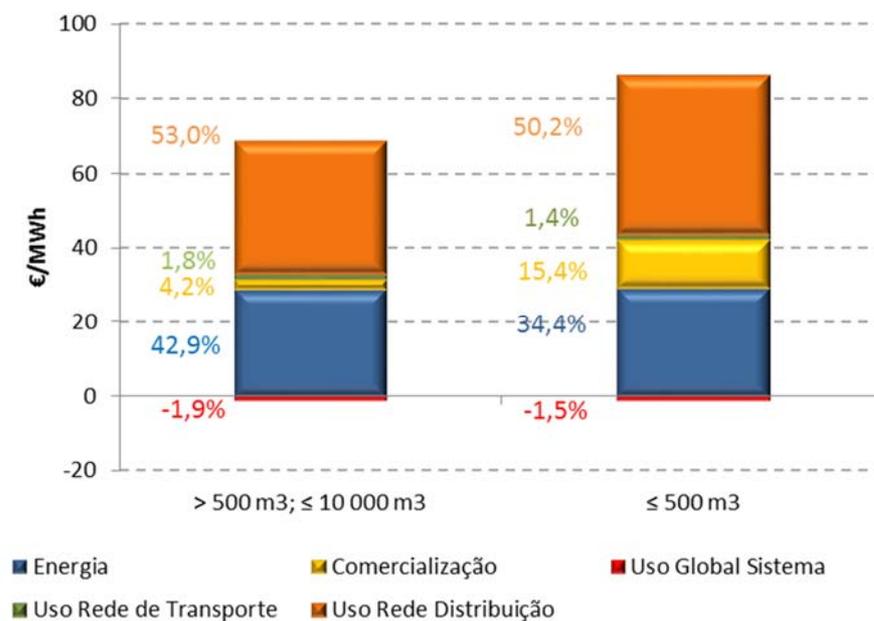
A variação tarifária observada em maio de 2015 para estas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ é de -6,8%, também em resultado do efeito combinado da evolução dos custos de energia e do fator de agravamento estabelecido pela referida Portaria.

A variação tarifária total anual acumulada para os fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ é de -12%.

7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DA TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

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 m³, pelas várias tarifas que a compõem: tarifa de Energia, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

Figura 7-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ em 2015-2016



ANEXOS

ANEXO I
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
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

SIGLAS	DEFINIÇÕES
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 2015-2016
- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural
- Estrutura tarifária no ano gás 2015-2016
- 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 2015-2016”



Parecer sobre a

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016”

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.*”¹

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 vinculativo¹ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário² uma “*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016*” solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 29.04.2015, em 04.05.2015 e em 08.05.2015.

Posto o que, o CT emite sobre a proposta apresentada o seguinte Parecer:

I

GENERALIDADE

A. PROPOSTA

1. A proposta da ERSE de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016”, a última do atual período regulatório, apresentada num contexto económico que continua 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 m³/ano.
2. O CT ressalta que, com a publicação da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, que, na sequência do disposto no decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, veio, pela primeira vez fixar os fatores de agravamento aplicáveis entre 1 de maio e 30 de junho de 2015 e a partir de 1 de julho de 2015 alterando as tarifas transitórias em vigor ainda no decorrer de um ano gás em curso.
3. No tocante à proposta apresentada, o CT destaca negativamente a crescente complexidade do documento, instando a ERSE a desenvolver maiores e efetivos esforços no sentido da sua simplificação.

¹ Cf. Artigo 48º do decreto-lei n.º 212/2012, de 25 de setembro

² Cf. Ref: E-Tecnicos/2015/295/VM/ao, de 15 de Abril.

4. A proposta encerra uma redução global média de 7,3% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m³/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, micro e pequenas empresas, salientando-se que estas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TVCF), se aplicam apenas aos consumidores que se encontram ainda no mercado de último recurso e não àqueles que já transitaram para o mercado.
5. A redução global média de 7,3% para as tarifas transitórias inclui dois momentos distintos:
 - a. No ano gás ainda em curso (período de 1 de maio a 30 de junho de 2015) uma redução média de 3,9%;
 - b. A partir de 1 de julho de 2015, redução média adicional de 3,5% no período.
6. Igualmente, a proposta apresenta uma redução global média de 7,3% da Tarifa Social.
7. São também definidas as variações das Tarifas de Acesso às Redes (TAR), pagas por todos os consumidores:

Quadro 0-5 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2015-2016/2014-2015
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	13,1%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m ³)	-5,0%
Clientes em BP < (< 10 000 m ³)	-6,1%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

Fonte: ERSE

8. No que respeita aos fornecimentos em AP constata-se um aumento das TAR em 13,1% (no ano gás 2014-2015 tinha sido de 29,2%) numa conjuntura económica em que é exigido aos consumidores de GN industriais e ao demais tecido empresarial, um aumento sustentado da competitividade por forma a solidificar o processo de retoma económica.
9. O CT verifica 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.
10. Como recorrentemente o CT tem sugerido, é necessário que a ERSE promova, junto do legislador, o desenvolvimento urgente de medidas conducentes à redução dos custos fixados ou permitidos legislativamente, sugerindo nomeadamente a alteração do modo de fixação do custo do GN; a supressão do proveito adicional de 4€/cliente/ano; 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.
11. O CT, finalmente regista que, neste ano gás, com a redução que foi proposta, poderia a ERSE ter optado por avançar decisivamente no sentido da uniformidade tarifária.

B. PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

B.1. Desafios regulatórios

1. A proposta da ERSE sobre as tarifas e preços para outros serviços em análise é a última que é apresentada aplicando os parâmetros fixados para o triénio regulatório em curso.
2. Com a passagem generalizada para a contratação de GN em mercado liberalizado, durante o próximo período regulatório 2016-2019, pela generalidade dos consumidores, a regulação irá enfrentar novos desafios e aprofundar outros, desempenhando um papel decisivo no desenvolvimento de uma dinâmica de mercado competitivo.
3. O CT tem ciente que o GN é um fator de custo transversal que influencia tanto a competitividade das empresas, mais intensamente nas atividades mais consumidoras, como o bem-estar das famílias.
4. Neste contexto, antecipando a revisão do Regulamento Tarifário (RT) prévia à fixação de parâmetros regulatórios para o triénio 2016-2019 de acordo com um novo modelo de intervenção regulatória, o CT considera ser de particular interesse, neste parecer, deixar expressas algumas preocupações e contribuições.
5. Em concreto, é sabido que se enfrentarão os seguintes desafios:
 - a) **Desenvolvimento do MIBGÁS e acompanhamento europeu** – intensificar a harmonização regulatória entre Portugal e Espanha acompanhando as alterações regulamentares a nível europeu. Participar ativamente no desenvolvimento do MIBGÁS tendo em vista o aumento da transparência e da concorrência, com benefícios para o mercado nacional.
 - b) **Liberalização do mercado** - O processo de liberalização do mercado de retalho está em curso e deverá concluir-se durante o próximo período regulatório. A ERSE deverá garantir – no âmbito da sua esfera de competências – a existência das condições e enquadramento necessários a que essa liberalização se conclua com sucesso, sendo relevante, para benefício da dinamização do mercado, uma clareza das regras. O CT considera ser interessante avaliar se o número de atores no mercado refletem um mercado dinâmico e se a informação está a ser corretamente transmitida, entre outros.
 - c) **Revisão da taxa de remuneração dos ativos** - A revisão da taxa de remuneração dos ativos tendo em consideração o perfil de risco das atividades reguladas e os valores comparativos da remuneração dos ativos de infraestruturas de transporte e distribuição, os custos de operação e manutenção (OPEX), redes /infraestruturas, todos com impacto na definição das TAR a pagar por todos os consumidores.
 - d) **Incerteza na evolução do consumo** - Quer em virtude da situação económica atual, quer por efeito de medidas de política energética, a previsão da evolução dos consumos caracteriza-se por uma incerteza significativa. Este facto deve ser tido em conta no processo



Handwritten signatures and initials in blue ink.

regulatório futuro, de modo a que os custos sejam refletidos nas tarifas sem recurso a desvios sempre prejudiciais para os consumidores e para as empresas.

e) Adiamento da extinção das tarifas transitórias - Os sucessivos adiamentos do fim das tarifas transitórias têm sido um obstáculo ao normal funcionamento do mercado liberalizado em especial pelo condicionamento de preços que induz. Devem ser asseguradas as condições de concorrência efetiva que assegurem a prática de preços concorrenciais nas ofertas comerciais aos consumidores.

f) Aumento da dívida de clientes – Nos últimos anos a dívida de clientes tem registado um aumento significativo, facto que deve ser tido em conta no processo regulatório futuro, de modo a não penalizar os clientes cumpridores.

g) Pobreza energética e tarifa social - A tarifa social não está suficientemente divulgada e disponível para os consumidores vulneráveis, sendo necessário proceder a uma revisão do seu âmbito e procedimento atentos os sinais, designadamente a evolução do número de efetivos beneficiários da medida.

B.2. Recomendações

Sem prejuízo do *infra* expresso em sede de especialidade, considera o CT que a revisão regulamentar que vai preceder a fixação de parâmetros para o triénio 2016-2019, deverá acomodar sugestões e preocupações já expressas pelo CT, nomeadamente:

- a) A revisão do RT deve ser precedida ou acompanhada por um balanço dos 2 últimos períodos regulatórios.
- b) Como princípio de base, evitar medidas que distorçam os custos a alocar aos vários segmentos do mercado, reanalisando a alocação dos custos a cada tipo de consumidores.
- c) Avaliar globalmente os dois setores energéticos, gás natural e eletricidade, para que atendendo aos respetivos pesos, custos e benefícios, se possa efetivamente alocar corretamente os custos ao sistema beneficiário.
- d) Os planos de investimentos do SNGN devem incorporar a informação necessária para que a ERSE, na sua análise, possa avaliar da sua razoabilidade e explicitar de forma inequívoca, qual o impacto dos investimentos nas tarifas e sua implicação em cada segmento de consumo.
- e) Implementação dum quadro antecipado de articulação entre as funções de comercialização e desenvolvimento de rede incentivando uma discussão entre os ORD, os comercializadores e os municípios previamente à apresentação dos PDIRDs enquanto contributo valioso para os mesmos, sempre pugnando pelo princípio da racionalidade económica dos investimentos.



B. J. E.
[Handwritten signature]

- f) Uma vez que os PDIRDs são elaborados pelos ORD com base em consumos estimados, introduzir mecanismos de partilha de responsabilidade pelas estimativas de consumo, com monitorização próxima por parte da ERSE.
- g) Avaliação dos custos de investimento e consumos por segmento face aos valores médios equivalentes da rede de distribuição por distribuidora e para a média a nível nacional.
- h) Analisar a relevância das atividades de conversão no desenvolvimento da base dos pontos de entrega e expansão das redes de distribuição e estabelecer uma metodologia de aplicação deste incentivo e respetivo nível de comparticipação, procurando um impacto neutral e preferencialmente positivos nas tarifas.
- i) Promoção da análise e discussão de um novo modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso, que, sem prejuízo da salvaguarda dos direitos dos clientes elegíveis para serem fornecidos por estes comercializadores, assegure a eficiência da atividade do CUR, otimizando os custos do SNGN.
- j) Melhorar a transparência na fixação das tarifas de acesso à rede (TAR), promovendo a análise do impacto do “Termo de entrada” da tarifa de uso da rede de transporte nos consumidores.

II

ESPECIALIDADE

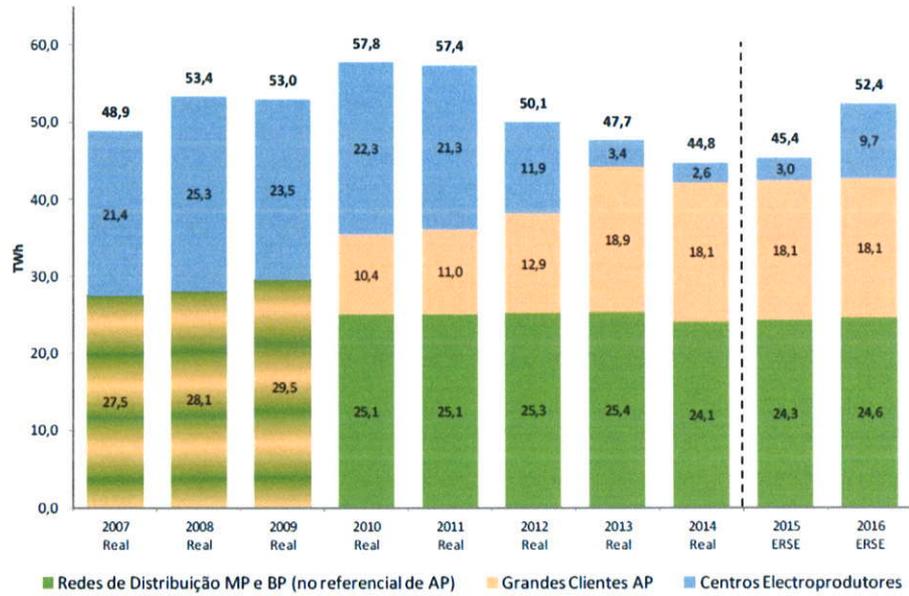
A. ESPECIFICIDADES DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

A.1. Quantidades e estimativas

1. O CT reconhece o esforço da ERSE no sentido de apresentar uma visão detalhada da conjuntura de consumos e evolução das variáveis tarifárias³ apresentadas, ao nível do consumo global, perspetivando para o ano civil de 2015, o consumo global de 45,4 TWh.
2. A evolução do consumo global e detalhada por segmentação de mercado ilustra-se nos seguintes quadros:

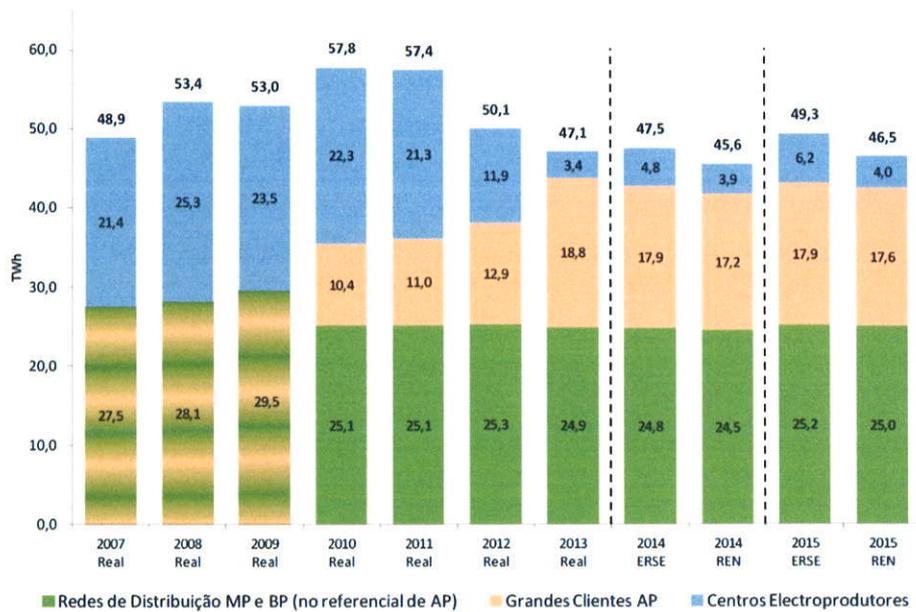
³ Cf. Documento “Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano de 2014-2015”

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE “Caraterização da procura de GN no ano gás 2015-2016”

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE “Caraterização da procura de GN no ano gás 2014-2015”

3. A análise detalhada destes quadros pode sintetizar-se:

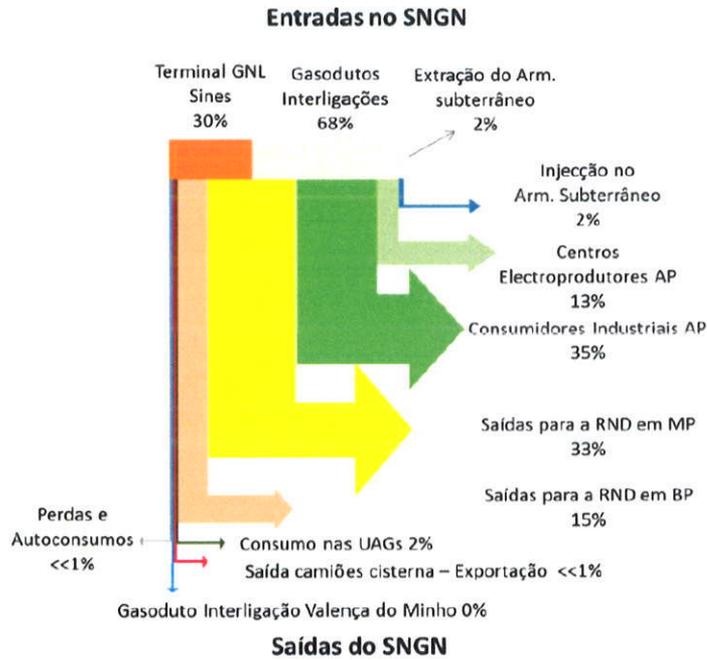
Evolução do consumo real de GN de 2010 a 2014

	2010	2014	Variação	
			TWh	%
Global	57,8	44,8	-13	-22%
Centros eletroprodutores	22,3	2,6	-19,7	-88%
Redes de distribuição MP e BP (referencial AP)	25,1	24,1	-1	-4%
Grandes clientes AP	10,4	18,1	7,7	74%

4. Concluindo-se que a redução global do consumo, no período em análise, é de 22%, destacando-se o contributo de 88% dos centros electroprodutores para esta redução, apesar do contributo de crescimento de 74% dos Grandes Clientes AP.
5. De acordo com informação pública, foram a produção hídrica, eólica e a importação de energia elétrica que asseguraram em 2013 e 2014 o consumo que, noutras circunstâncias, poderia ser também fornecido pelas centrais de ciclo combinado.
6. O consumo de GN para produção de energia elétrica em regime ordinário atingiu um mínimo em 2014 de 3,9 TWh. Considera-se que por ter ocorrido em ano húmido, reflete uma boa estimativa da produção de eletricidade em anos com reduzida necessidade de produção térmica de apoio.
7. Na produção de energia elétrica, houve igualmente uma transferência de consumos das centrais de ciclo combinado para consumos industriais em particular da grande cogeração que utiliza de forma mais eficiente as infraestruturas de alta-pressão por ter um consumo muito regular e não diretamente dependente das flutuações do preço de mercado.
8. Estes dois factos, as centrais de ciclo combinado terem atingido um mínimo de produção em 2013 e 2014 e o consumo de GN estar menos dependente dos preços do mercado elétrico, levaram a que a previsão de consumos global não tivesse praticamente alteração face ao real. A previsão de 2014 da ERSE no exercício de tarifas anterior era de 47,5TWh e a realidade foi 44,8 TWh ou seja uma variação entre a realidade e a previsão da ERSE de 5,7%.
9. O CT considera que as estimativas de consumo da ERSE para 2015 e 2016, à data de conhecimento de hoje, são adequadas.
10. Relativamente à utilização das entradas, verifica-se uma consistência na previsão do *mix* de abastecimento:

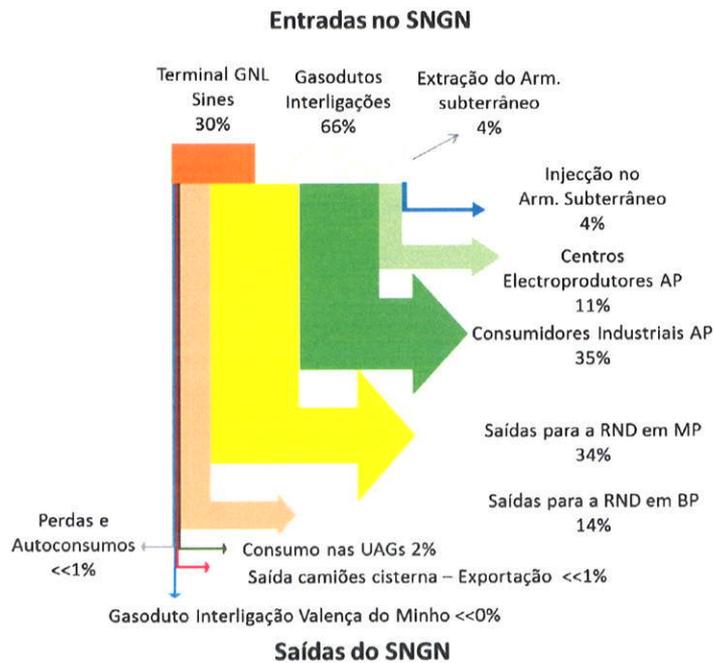
Handwritten signature and initials in blue ink.

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2015-2016



Fonte: ERSE “Caraterização da procura de GN no ano gás 2014-2015”

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2014-2015





Bj
ER

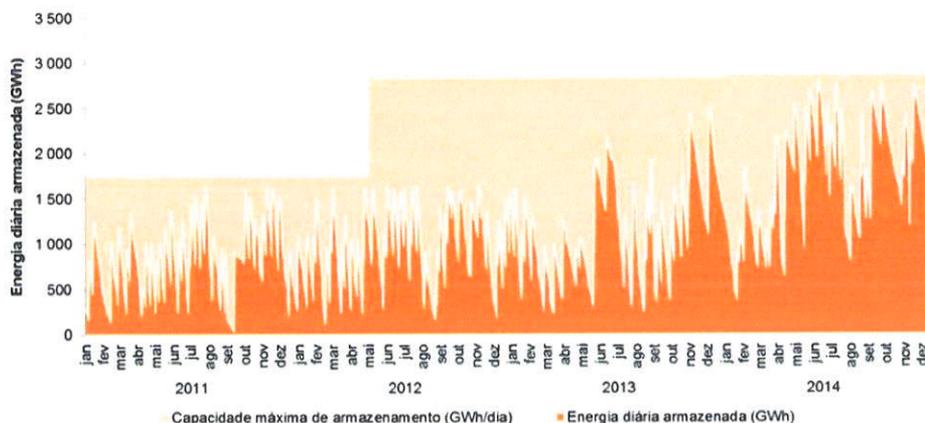
Fonte: ERSE “Caraterização da procura de GN no ano gás 2015-2016

A.2. Utilização das infraestruturas

A.2.1. Infraestruturas de Alta Pressão

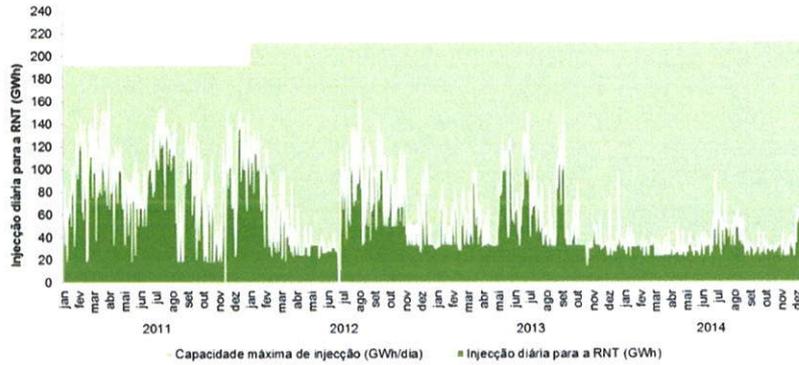
1. Para definir o nível de utilização das infraestruturas deve ser considerada a ponta de utilização num determinado período e não a sua utilização média pois a primeira é que define o seu dimensionamento técnico que se não fosse cumprido levaria a cortes de abastecimento. Da mesma forma deve ser tido em consideração que a ponta de utilização num determinado período de observação pode mesmo assim estar afastada da ponta extrema que deve ser cumprida pela infraestrutura tendo em consideração os limites técnicos admissíveis.
2. Neste contexto refere-se que para o terminal de GNL o nível de *stock* máximo foi praticamente atingido com uma utilização média crescente de forma consistente ao longo dos anos.

Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2011 a 2014



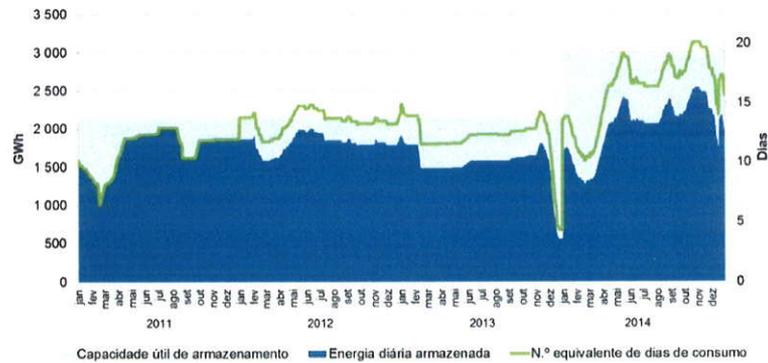
3. Relativamente à capacidade de emissão, a evolução foi de decréscimo após 2011 mas apresenta uma tendência de recuperação no final de 2014.

Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2011 a 2014



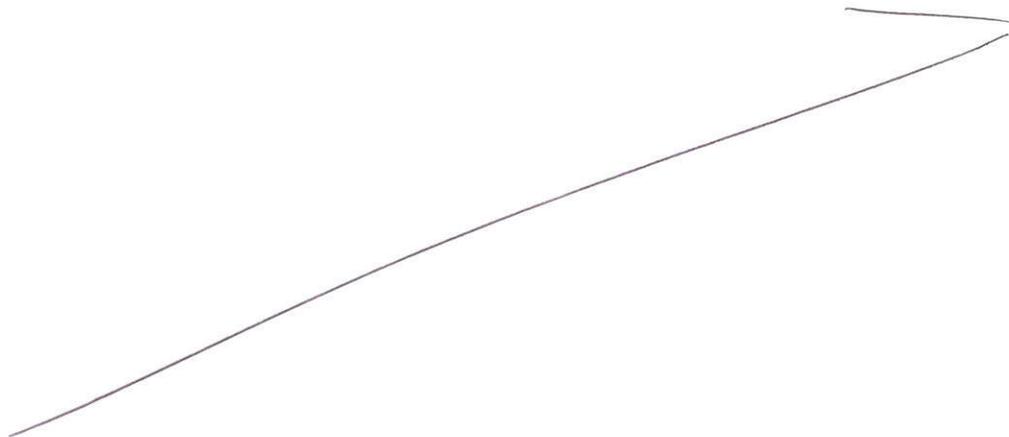
4. Ainda sobre o terminal, houve um aumento significativo de cisternas carregadas em 2014 segundo valores do operador do terminal disponíveis publicamente, o número de cisternas carregadas passou de 678 em 2010 para 956 em 2013 e 1231 em 2014.
5. O armazenamento subterrâneo teve uma utilização elevada como se demonstra no gráfico:

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2011 a 2014



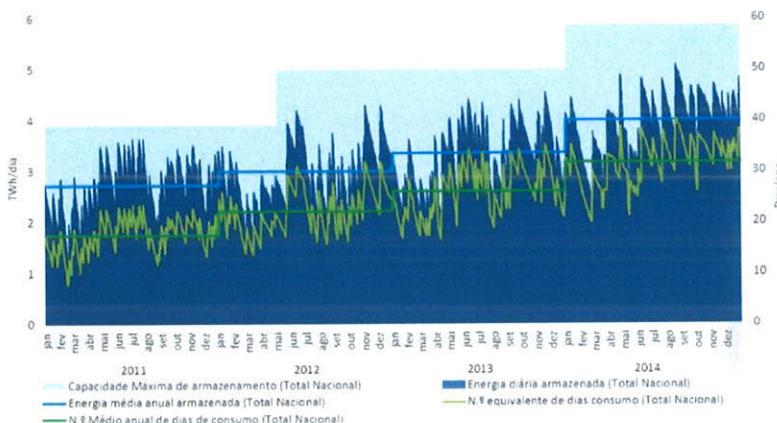
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2011 (56,8 TWh), ano 2012 (49,4 TWh), ano 2013 (46,9 TWh) e ano 2014 (46,0 TWh).

6. Também em termos agregados, a evolução do armazenamento utilizado GN/GNL indica um crescimento que é acompanhado pela oferta das infraestruturas.



Handwritten signature and initials in blue ink.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2011 a 2014

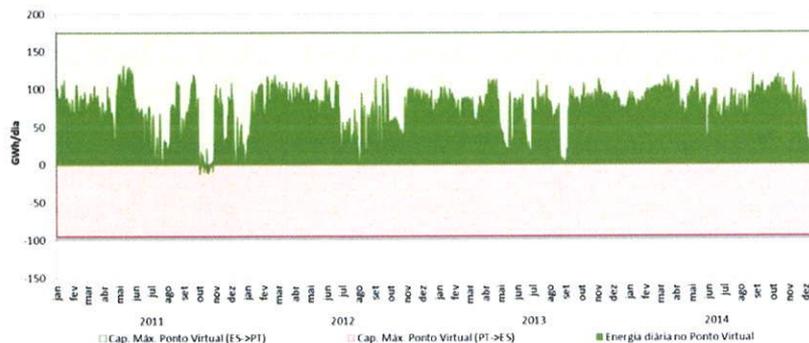


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2011 (56.8 TWh), ano 2012 (49.4 TWh), ano 2013 (46,9 TWh) e ano 2014 (46,0 TWh).

7. Nestes quadros, apresentados pela ERSE na proposta, o CT regista a estabilidade e nível adequado de utilização das infraestruturas de alta-pressão, chamando contudo a atenção para o comportamento em baixa da emissão do terminal de Sines e os crescentes níveis de utilização da interligação.
8. A interligação de Valença do Minho é desde 2013 vendida em conjunto com a de Campo-Maior de forma integrada no ponto virtual de interligação entre Portugal e Espanha (VIP). Fisicamente esta interligação é essencial na garantia de abastecimento tendo nestes últimos anos funcionado com elevada capacidade pontual, quando se realizam reparações no gasoduto de Campo-Maior ou há paragens programadas do terminal de Sines casos em que atinge capacidade horária elevada.

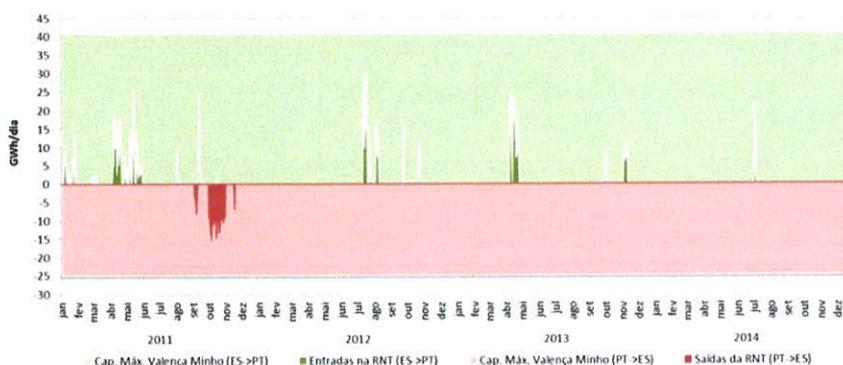
B. J. E.

Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2011 a 2014



Nota: os valores de capacidades máximas no ponto virtual de interligação (quer de entrada quer de saída da RNT) resultam da soma das capacidades nas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho.

Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2011 a 2014



A.2.2. Rede de distribuição

Relativamente à rede de distribuição, nota-se uma tendência ligeiramente decrescente e uma acentuada modelação sazonal, como normal em redes desta natureza.

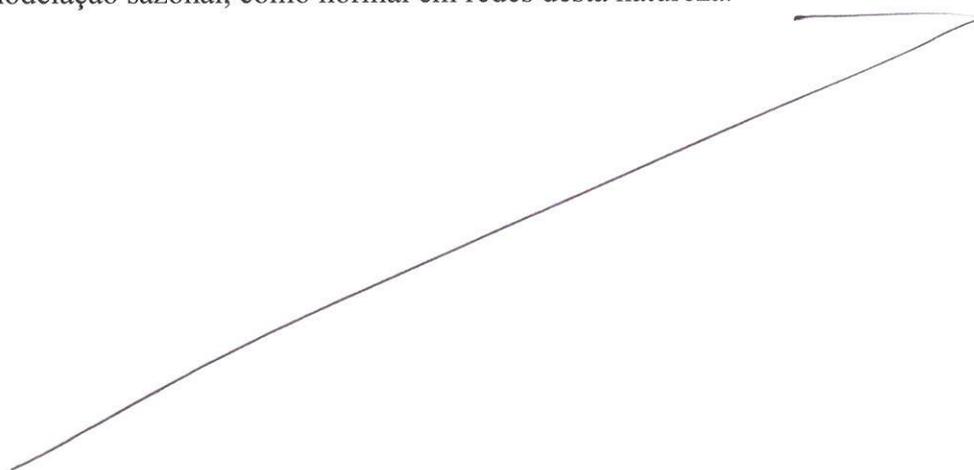
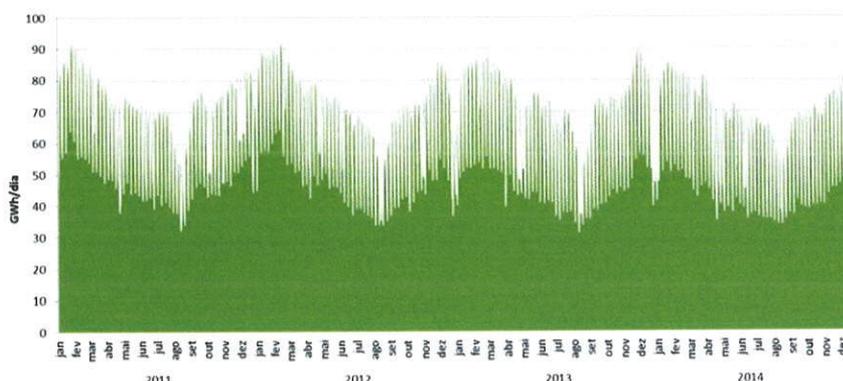


Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2011 a 2014



B. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

1. De acordo com a última informação publicada pela ERSE, o mercado livre representava, em final de 2014, 60% do número total de consumidores e 94% do volume total de gás natural consumido no mercado nacional.
2. Por outro lado, e apesar do abrandamento do crescimento do mercado livre previsto na Proposta de tarifas da ERSE para 2015-2016, decorrente do adiamento da extinção das tarifas transitórias para dezembro de 2017, esta proposta prevê, ainda assim, que no final do ano gás em análise o mercado livre represente 77% do total de clientes e 96% do volume total do mercado português de gás natural.
3. Neste contexto, o CT reforça o alerta para a necessidade de, no âmbito da próxima revisão regulamentar, a ERSE promover a análise e discussão de um novo modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso, que, sem prejuízo da salvaguarda dos direitos dos clientes elegíveis para serem fornecidos por estes comercializadores, assegure a eficiência da atividade de CUR, otimizando os custos do SNGN.

C. MERCADO LIVRE

1. O CT tem defendido a necessidade de definição de regras de mercado por forma a otimizar a liberalização do mercado, a necessidade de disponibilização, pela ERSE, de informação regular, bem como a harmonização e rigor na informação disponibilizada pelos vários operadores de mercado. Deste modo reforça-se a necessidade de divulgação, pela ERSE, de informação mensal.

2. Com a evolução da transição dos clientes de gás natural para o mercado livre, a percentagem de valor não regulado, no total da receita do sector do gás natural, aumenta. Com este aumento, aumenta também a responsabilidade dos comercializadores livres no sector do gás natural.
3. Assim, em particular, o CT recomenda:
 - a) Uma maior divulgação de elementos sobre os preços praticados no mercado pelos comercializadores livres, por forma a destacar as reais vantagens económicas da opção pelo mercado livre.
 - b) A promoção da dinamização do mercado grossista de gás natural na península ibérica tornando-se imprescindível não deixar o mercado Português de fora das iniciativas de criação do MIBGAS.

D. TARIFAS

D.1. Trajetória de desvios nos últimos anos

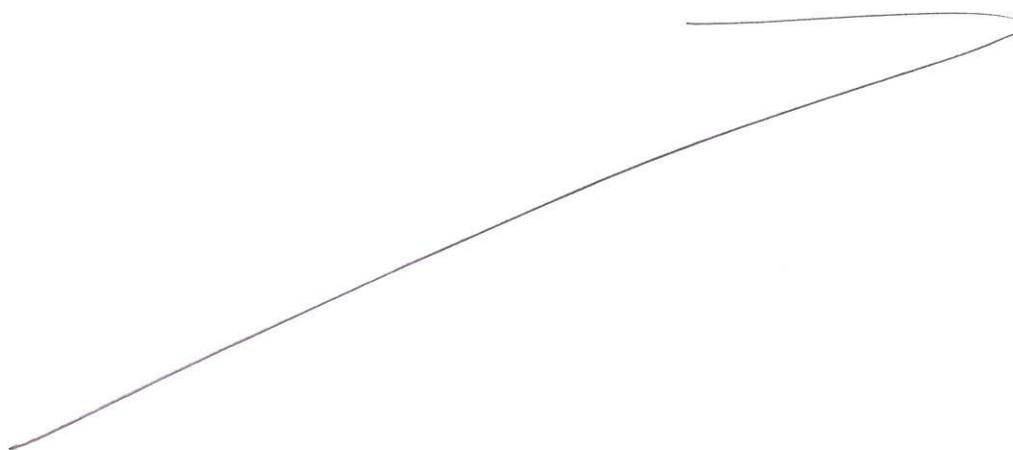
1. A evolução das tarifas é matéria complexa de avaliar devido aos diversos efeitos que contribuem para definição do seu valor. Sendo a estabilidade tarifária um valor que o CT reconhece e pretende acompanhar, é essencial que possa identificar, o custo recorrente da atividade, o custo não recorrente resultante dos ajustamentos e outras parcelas que resultem de perequação de custos. Dado que a evolução tarifária depende sempre da evolução dos proveitos bem como das quantidades associadas às tarifas importa conhecer estes dois efeitos.
2. A identificação das causas da variação de proveitos é assim essencial para entender a natureza das diversas contribuições. Já no parecer elaborado quando da avaliação da proposta de tarifas de 2014/2015, o CT sublinhou a necessidade de na proposta de tarifas, a ERSE explicitar nos montantes dos proveitos permitidos nomeadamente:
 - 2.1. O montante destinado a cobrir os custos das empresas para a atividade do ano
 - 2.2. O valor dos ajustamentos indicando o valor associado a desvios de faturação
 - 2.3. Incluir numa rúbrica de ‘outros’ os restantes valores.
3. Verifica-se que a informação se encontra dispersa pelos diversos documentos obrigando a um esforço significativo para entender todos os valores envolvidos.
4. Para tentar clarificar as diversas contribuições e a sua evolução, tendo em consideração os valores constantes dos mapas dos documentos de proveitos permitidos, o CT procurou identificar melhor os valores em causa. Para o efeito considerou-se em primeiro lugar o Transporte em alta-pressão e a Distribuição de que resultam os seguintes valores:



Transporte (URT) e Distribuição⁴:

	Transporte			Distribuição		
	2014-2015	2015-2016		2014-2015	2015-2016	
(A) Custos com capital	81,212	76,309	-6.0%	205,820	199,550	-3.0%
(B) Custos de exploração (liq)	18,358	17,911	-2.4%	69,985	69,649	-0.5%
(C) Desvios	13,458	25,087	86.4%	36,978	23,780	-35.7%
Proveitos permitidos = (A) + (B) + (C)	113,028	119,306	5.6%	312,783	292,979	-6.3%
Quantidades (GWh)	48,050	49,343		24,467	24,418	
Preço médio (€/MWh)	2.35	2.42		12.78	12.00	

5. Sendo o mapa autoexplicativo, verifica-se que em todas as atividades reguladas, os proveitos do ano (custos de exploração e custos com capital) se reduziram em alguns casos substancialmente e as quantidades até se mantêm ou aumentam mas a variação de proveitos permitidos totais aumenta num caso e diminui noutro sem que para tal tenha havido qualquer medida das empresas.
6. No documento “*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano-gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*” agora em análise, são identificados os ajustamentos de s-2 e s-1 que permitem avaliar a evolução dos desvios resultantes das tarifas 2013/2014 e 2014/2015 respetivamente.



⁴ No custo do capital da distribuição está incluída a reposição gradual da neutralidade financeira (2014-2015: 18.6M€ e 2015-2016: 21.5M€). O ano 2015-2016 é o último ano de recuperação deste valor. No mapa estão implícitas as seguintes taxas de remuneração RoR^{AP} (2014-2015) = 7.91% e RoR^{AP} (2015-2016) = 7.45%; RoR^{MP} (2014-2015) = 8.41% e RoR^{MP} (2015-2016) = 7.95%. Custos operacionais: (i) indutores de custos (transporte): evolução GRMs, kms gasodutos e capacidade utilizada (opt comercial) e (ii) indutores de custos (distribuição): evolução nº pontos de abastecimento e energia veiculada.

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamentos aos anos 2013 e 2014		Total
	Ano s-2	Ano s-1	
Ajustamentos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	-2 804	-989	-3 793
Ajustamentos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	-4 405	-1 765	-6 170
Ajustamentos do operador da rede de transporte de gás natural	-28 879	-20 200	-49 080
Ajustamentos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	-13 580	5 036	-8 544
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS I	86	2 820	2 906
Ajustamento no âmbito da tarifa social	300	352	652
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS II>	602	5 188	4 586
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS II<	446	10 868	11 314
Ajustamentos a recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT	8 767	4 144	12 911
Ajustamentos da atividade de Distribuição de gás natural	-23 780	-7 961	-31 740
Ajustamentos do comercializador de último recurso grossista	3 490	4 460	7 950
Ajustamentos da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	-2 161	211	-1 950
Ajustamentos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	-24 262	-10 029	-34 291
Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural	-19 297	-14 549	-33 846
Ajustamentos da função de Comercialização	-4 964	4 519	-445
Ajustamentos dos comercializadores de último recurso retalhistas - ≤ 10 000 m ³	-6 867	5 767	-1 100
Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural	-4 895	11 832	6 937
Ajustamento atividade tarifária	2 227		2 227
Ajustamentos da função de Comercialização	-4 199	-6 065	-10 264
Total	-79 468	-17 510	-96 978

- Os ajustamentos⁵ de s-1 (ano de 2014) não são considerados nos proveitos permitidos de 2015-2016 na sequência dos impactes tarifários.
- Do mapa acima conclui-se que os ajustamentos das infraestruturas de alta pressão sofrem uma redução significativa de s-2 para s-1. Em milhares de euros, no terminal de GNL passam de -2804 para -989, no armazenamento subterrâneo de -4405 para -1765, no operador da rede de transporte de -28879 para -20200. A manutenção desta trajetória é considerada essencial para assegurar a prazo a anulação do *stock* de ajustamentos que estava acumulado, em particular num quadro como o de 2014 onde os consumos atingiram mínimos.
- Relativamente aos operadores das redes de distribuição de GN, o desvio inverteu-se, passando de -13580 em s-2 para 5036.

D.2. Tarifas

D.2.1. Tarifas de Acesso à Rede (TAR)

- O CT regista que se mantém uma situação de menor transparência na fixação das tarifas de acesso à rede (TAR) que deixou de refletir a totalidade dos custos associados ao acesso à rede

⁵ Ajustamentos a receber pelas empresas são de valor negativo e a pagar pelas empresas são de valor positivo.



de transporte, importando referir que, de um modo geral, os comercializadores nem sempre 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. De forma generalizada o “termo de entrada” é cobrado ao cliente com se fosse um adicional à capacidade utilizada (esta sim integrante das TAR), utilizando o mesmo valor de capacidade utilizada para a capacidade de entrada.
3. Sendo assim, o CT recomenda à ERSE que seja feita uma revisão do conceito, sendo talvez preferível definir uma tarifa de capacidade entrada para o consumidor e/ou eventualmente qual o valor de capacidade para este fator (média anual da capacidade utilizada ou outra função do tipo de utilização de tipologias de consumidores)
4. O CT reconhece que a situação presente do mercado de gás natural, com a manutenção do nível de consumo, face a anos anteriores, originou uma pressão tarifária não despendianda sobre as Tarifas de Acesso.
5. O CT regista os aumentos muito substanciais das tarifas de acesso às redes (TAR) para clientes em AP no valor médio de 13,1%, cumulativamente com os anteriores aumentos de anos anteriores. Em contrapartida regista positivamente a redução das TAR para clientes em MP e BP > (> 10 000 m³/ano) de -5,0% e, para clientes em BP < (< 10 000 m³/ano), de -6,1%.
6. Para este aumento das TAR para cliente em AP, contribui um aumento significativo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte de 9% e um aumento expressivo da Tarifa de Uso Global do Sistema de 25%.

Quadro 0-5 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2015-2016/2014-2015
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	13,1%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m ³)	-5,0%
Clientes em BP < (< 10 000 m ³)	-6,1%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

7. As tarifas para algumas atividades reguladas registam também aumentos consideráveis com nomeadamente as tarifas afetas às outras infraestruturas da RNTIAT (Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo).

Quadro 0-6 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação 2015-2016/2014-2015
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	8%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	9%
Tarifa de Uso Global do Sistema	25%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-8%

8. Atendendo a que a recuperação dos desvios de comercialização e do custo de aquisição de gás natural é realizada pelas Tarifas UGS-I e UGS-II, o CT entende ser pouco clara, nos documentos apresentados, não apenas a sua evolução (cf. Q3-1 do Documento dos Proveitos e Ajustamentos, em que verifica um aumento de quase 4 vezes na UGS-I e uma diminuição para metade da UGS-II), mas também a sua distribuição pelos diferentes níveis de pressão e a origem de desvios.
9. Nota-se, em particular, a diferente variação nas Tarifas de Distribuição, em que a redução tarifária nos segmentos de MP e BP> (novamente em prejuízo das PME e Indústria) é marcadamente menor do que no segmento BP <, não se encontrando justificação para este facto na Proposta da ERSE.
10. O CT considera que a proposta da ERSE deveria clarificar as opções tarifárias tomadas 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.
11. O CT não pode deixar de constatar que, no próximo ano gás, os grandes consumidores de GN (com especial relevância no caso dos consumidores em AP) enfrentam já um aumento muito significativo da tarifa UGS I, o qual é particularmente gravoso na atual conjuntura económica em que é exigido aos consumidores industriais de GN um aumento da competitividade a fim contribuir para o processo de retoma económica.
12. 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.
13. 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.
14. No entanto, sendo certa a relevância que consumos acrescidos na produção de energia elétrica terão para a sustentabilidade e estabilidade do SNGN, o CT nota que o aumento da UGS-I,



que já impacta os Centros Electroprodutores, poderá ter um efeito prejudicial na competitividade das Centrais e assim prejudicar o aumento do consumo nacional de GN.

15. 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.

D.2.2. Capacidade de entrada e tarifas flexíveis

1. O CT regista o esforço da ERSE na atualização da tarifa de curtas utilizações para o ano gás 2015-2016, acentuando o peso da componente variável da tarifa face à componente fixa, permitindo desta forma aos clientes com utilizações sazonais uma otimização dos seus custos de utilização da rede em função das características da sua modulação.
2. Contudo, o CT considera que existe ainda espaço de melhoria, recomendando que a ERSE continue a avaliar a criação de opções tarifárias que garantam, por um lado, a otimização da utilização da rede por parte das diversas tipologias de consumidores e, por outro lado, contribuam para o aumento dos volumes veiculados no sistema, garantindo uma diluição de custos para todos os consumidores.
3. O CT nota também que a proposta como apresentada parece criar uma diferenciação no agravamento intradiário na entrada da rede de transporte a partir do terminal de GNL de Sines face à de Campo Maior e Valença do Minho.
4. Com efeito, a penalidade intradiária prevista no Manual de Gestão Técnica do Sistema ascende a 20%, o que conduziria o fator de agravamento para esta utilização para 2,4. Contudo, verifica-se no Quadro 5-3 do Documento “Estrutura Tarifária”, que este fator é apenas de 2,2 nas Interligações Internacionais, o que indicia um tratamento preferencial para as entradas por Campo Maior e Valença do Minho. O CT nota, ainda, que em ponto algum dos documentos da Proposta de Tarifário é referido que o Manual anteriormente mencionado seja alterado com a aprovação desta proposta.
5. Não sendo claro, exatamente por ausência de justificação na proposta, o motivo desta discriminação entre as infraestruturas, especialmente considerando a necessidade de maximizar a utilização do Terminal, que na proposta é comparativamente prejudicado, o CT considera que a ERSE deverá clarificar o alcance das alterações propostas e o racional aplicado, não se percebendo à partida existirem motivos para criar discriminação entre pontos de entrada, tendo em conta que nenhuma delas se encontra congestionada, o que mais parece recomendar a aplicação de tarifários iguais em todas as entradas de importação.
6. Com o aproximar da revisão regulamentar, o CT recomenda que a ERSE reavalie os limites a partir dos quais os consumidores podem solicitar disponibilização das tarifas de acesso

mais favoráveis (100.000 m³/a para BP diária, 1.000.000 m³/ano para MP e 50.000.000 m³/ano para AP), conjugando a necessária defesa da competitividade económica, com uma equilibrada repartição da recuperação dos proveitos entre os diferentes segmentos de consumo.

7. Identicamente, o CT recomenda que a ERSE estabeleça critérios transparentes e objetivos para o posicionamento dos clientes com consumos próximos daqueles limiares, para evitar variações abruptas anuais nos custos de acesso dos consumidores, por uma variação singular no consumo anual (por exemplo, uma grande manutenção). A título de sugestão, poder-se-ia considerar a média móvel dos consumos dos últimos 3 anos ou os 2 maiores consumos anuais nos últimos 3 anos.
8. Relativamente ao termo de capacidade de entrada na rede de transporte, reiterando o que foi dito anteriormente por este CT no que respeita à perda de transparência que lhe está associada na identificação dos custos a pagar pelos consumidores, considera-se relevante que a ERSE efetue uma análise dos perfis de utilização das entradas bem como dos custos recuperados por aplicação deste termo tarifário e incorpore as conclusões obtidas na construção da estrutura tarifária de acesso à rede de transporte no próximo período regulatório.
9. Finalmente, o CT recomenda que a ERSE analise a competitividade das CCGTs em Portugal e pondere a introdução de novas soluções tarifárias alinhadas com as existentes em Espanha, conjugadas com medidas no setor elétrico, que promovam a sua competitividade.

D.2.3. Tarifa Social e ASECE

1. A tarifa social de fornecimento de gás natural a clientes finais economicamente vulneráveis criada pelo Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, é estabelecida mediante um desconto fixado anualmente, através de despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, tendo em conta o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso e a evolução dos custos prevista para o setor de gás natural.
2. Para o ano gás 2015-2016, atendendo à evolução dos mercados financeiros, a variação da tarifa social de venda a clientes finais tomou em linha de conta os efeitos que decorrem das alterações que se têm verificado nestes mercados.
3. Assim, a variação fixada corresponde ao diferencial entre as TVCF aplicadas a este segmento de consumidores no início do ano gás 2014-2015 e as TVCF no início do ano gás 2015-2016, resultando numa variação fixada em -7,3%, devendo o desconto referente à tarifa social ser identificado de forma clara e visível nas faturas apresentadas aos clientes de gás natural.

4. O CT regista que a ERSE optou por anular o termo fixo da tarifa de acesso às redes, de modo a transmitir a estes clientes um sinal preço dos seus consumos, aplicando ainda, um desconto adicional 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 - 7,3%.
5. Sem prejuízo do mérito e bondade dos mecanismos mitigadores de oscilações de mercado gravosas neste segmento específico de consumidores, o CT tem vindo a expressar algumas preocupações sobre a implementação, divulgação, alcance e forma de financiamento da tarifa social.
6. Para tal, o CT elencou no passado um conjunto de iniciativas a desenvolver tanto pelo regulador como pelo legislador e cujo desenvolvimento não vê plasmado na presente proposta, a saber:
 - a) Avaliação “*sobre caracterização do regime da tarifa social e sobre o seu financiamento*”, que deveria ter ocorrido em 2013 como estabelecido na lei;
 - b) Implementação de alternativas de financiamento da tarifa social que não recaiam exclusivamente *sobre os demais consumidores de gás*⁶;
 - c) Apresentação de estudos sobre novas hipóteses de desoneração dos beneficiários de diversas taxas incluídas na tarifa (TOS, ISP etc);
 - d) Inclusão na 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 regime;
7. Atento o número reduzido de consumidores efetivamente no regime face ao universo expectável e anunciado como elegível, o CT sugere a implementação de um mecanismo de atribuição que não assente, em exclusivo, na solicitação por parte do consumidor vulnerável junto dos comercializadores podendo passar por uma ação informativa direta por parte dos serviços da segurança social junto daquele público, nomeadamente, na correspondência que enviam ao utente.
8. O CT reitera a necessidade de se proceder a uma uniformização da tarifa social no sector do GN, uma vez que as TVCF sociais aplicadas pelos CUR variam em função da área de distribuição, com valores diferenciados, quer para o termo tarifário fixo, quer para a energia, a que acresce o efeito distorcivo da aplicação das TOS.

⁶ Os custos com a aplicação da tarifa social são suportados por todos os clientes de gás natural, na proporção da energia consumida, sendo repercutidos nas tarifas de acesso às redes, configurando um custo de interesse geral que onera o fornecimento do serviço aos demais consumidores.

9. Para além das entidades responsáveis, os comercializadores de gás natural têm o dever de divulgar informação sobre a existência e a aplicação da tarifa social junto dos respetivos clientes e pugnar pela efetiva e correta aplicação deste benefício aos consumidores elegíveis que o solicitem.
10. O CT aguarda o resultado das ações inspetivas levadas a cabo pela ERSE junto de alguns comercializadores onde apurou situações que indiciam a não atribuição, indevida, da tarifa social e o incumprimento do dever de informação aos beneficiários, nomeadamente na fatura de fornecimento.⁷
11. O CT recomenda à ERSE desenvolva em articulação com os agentes do setor e em especial junto das associações de consumidores e os municípios medidas de informação/divulgação sobre a tarifa social junto dos potenciais beneficiários da mesma.

E. TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

1. A Lei nº 53-E/2006, de 29 de dezembro define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas de ocupação de subsolo (TOS). 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.⁸
2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no art.º 154.º do RT, a ERSE quantificou as tarifas de referência a serem aplicados pelos operadores de redes em cada Município, conforme quadros:

⁷ Cf. Comunicado ERSE, de 20 abril 2015.

⁸ Cf Resolução do Conselho de Ministros nº.98/2008, de 08 de Abril, a saber: cláusula 8ª *“É reconhecido à concessionária o direito de repercutir, para as entidades comercializadoras de gás ou para os consumidores finais, o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais que integram a área da concessão na vigência do anterior contrato de concessão mas ainda não pago ou impugnado judicialmente pela concessionária, caso tal pagamento venha a ser considerado obrigatório pelo órgão judicial competente, após trânsito em julgado da respetiva 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 infraestruturas 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.”*

Ano gás 2015/2016

Quadro I - 1 - Estrutura das taxas de ocupação do subsolo

Taxas de Ocupação do Subsolo			
Nível de Pressão	TW	TF	
	(Eur/kWh)	(Eur/mês)	(Eur/dia)
MP e BP>	0,000006169	1,000	0,032876712
BP<	0,000049968	0,001769246	0,000058167

TW - Preço de energia

TF - Preço do termo tarifário fixo

MP e BP> - Fornecimentos superiores a 10 000 m³

BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

Fonte: ERSE

- Nos termos do Manual de Repercussão das TOS aprovado pela ERSE, cada operador de rede de distribuição aplica um fator ponderador “F” sobre a tarifa de referência, determinado em função dos montantes pagos aos municípios onde opera, bem como da estrutura de consumos nesse município (número de clientes e consumo total), os quais são repassados aos consumidores locais.

Como se ilustra no exemplo infra, constata-se que o referido fator atinge 3 dígitos em alguns municípios:

Município	F	BP<		MP e BP>	
		TW	TF	TW	TF
ÉVORA	484,9	0,024230237	0,028206052	0,002991441	15,942413652
COVILHÃ	128,4	0,006414598	0,007467137	0,000791940	4,220519187
MAIA	110,9	0,005543047	0,006452578	0,000684339	3,647077298
MATOSINHOS	117,6	0,005876158	0,006840347	0,000725465	3,866249387
MOITA	350,4	0,017510002	0,020383128	0,002161768	11,520799356
PÓVOA VARZIM	117,7	0,005879786	0,006844570	0,000725913	3,868636249

Fonte: sites dos ORD

- Também de acordo com o referido Manual, o repasse das TOS pelos ORD's e comercializadores, é sujeito a auditorias independentes, entendendo o CT que a ERSE deve divulgar o resultado das mesmas.
- O quadro seguinte ilustra a variação das Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) no período de junho 2014 a abril de 2015:

Quadro 4 – Variação das taxas de ocupação do subsolo entre abril de 2015 e junho de 2014, em percentagem

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo	Termo Variável	Termo Fixo	Termo Variável
Setgás	Almada	-5%	-5%	-5%	-5%
Lusitaniagás	Aveiro	2%	2%	2%	2%
Lisboagás	Azambuja	-36%	-36%	-36%	-36%
Setgás	Barreiro	32%	32%	32%	32%
Portgás	Braga	-26%	-26%	-26%	-26%
Lisboagás	Cascais	424%	424%	424%	424%
Duriensegás	Chaves	227%	227%	227%	227%
Lusitaniagás	Coimbra	3%	3%	3%	3%
Lusitaniagás	Condeixa	-29%	-29%	-29%	-29%
Beiragás	Covilhã	3%	3%	3%	3%
Portgás	Esposende	9%	9%	9%	9%
Lusitaniagás	Estarreja	200%	200%	200%	200%
Dianagás	Evóra	384%	384%	384%	384%
Portgás	Fafe	-14%	-14%	-14%	-14%
Beiragás	Fundão	8%	8%	8%	8%
Portgás	Gondomar	43%	43%	43%	43%
Portgás	Guimarães	4%	4%	4%	4%
Lisboagás	Lisboa	-19%	-19%	-19%	-19%
Lisboagás	Loures	64%	64%	64%	64%
Beiragás	Lousã	-	-	-	-
Lisboagás	Mafra	-67%	-67%	-67%	-67%
Portgás	Maia	-20%	-20%	-20%	-20%
Portgás	Matosinhos	-25%	-25%	-25%	-25%
Lusitaniagás	Mealhada	-38%	-38%	-38%	-38%
Dourogás	Mirandela	-32%	-32%	-32%	-32%
Setgás	Moita	9%	9%	9%	9%
Lisboagás	Odivelas	95%	95%	95%	95%
Lisboagás	Oeiras	1%	1%	1%	1%
Lusitaniagás	Ovar	1%	1%	1%	1%
Setgás	Palmela	-68%	-68%	-68%	-68%
Dourogás	Peso da Régua	-30%	-30%	-30%	-30%
Portgás	Porto	-26%	-26%	-26%	-26%
Portgás	Póvoa Varzim	14%	14%	14%	14%
Portgás	Santo Tirso	-164%	-164%	-164%	-164%
Setgás	Seixal	24%	24%	24%	24%
Dianagás	Sines	2%	2%	2%	2%
Lisboagás	Sintra	2%	2%	2%	2%
Lisboagás	Torres Vedras	-72%	-72%	-72%	-72%
Portgás	Valongo	7%	7%	7%	7%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	-37%	-37%	-37%	-37%
Portgás	Vila Nova Famalicão	83%	83%	83%	83%
Portgás	Vila Nova Gaia	-26%	-26%	-26%	-26%
Portgás	Vizela	-24%	-24%	-24%	-24%

Fonte: ERSE

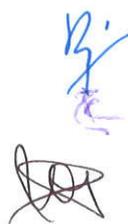
Handwritten signature and initials in blue ink.

6. O CT tem, recorrentemente, em todos os seus pareceres, alertado e demonstrado:
- a. O impacto da aplicação desta taxa nas Tarifas de Acesso às Redes (TAR) dos distribuidores;
 - b. A heterogeneidade entre municípios, resultante da coexistência de municípios a aplicar taxas nulas e outros em que a variação das mesmas chega a atingir três dígitos percentuais, potenciadora de acentuadas distorções tarifárias, desvirtuando a uniformidade tarifária no país que o CT tem propugnado desde sempre;
 - c. Igualmente o CT releva que é notória, e em alguns casos muito expressiva, a redução destas taxas, para o que certamente terá contribuído as ações desenvolvidas pela ERSE, e pelos órgãos próprios da ANMP, considerando que este caminho deverá ser mais potenciado e acelerado.
7. Da análise do quadro anterior, não pode o CT deixar de destacar, pela sua expressividade, Municípios onde o impacte é particularmente oneroso:

Município	BP<		BP> e MP	
	Termo fixo	Termo variável	Termo fixo	Termo variável
Cascais	424%	424%	424%	424%
Chaves	227%	227%	227%	227%
Estarreja	200%	200%	200%	200%
Évora	384%	384%	384%	384%

Fonte: ERSE

8. O CT releva que estas 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.
9. 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.
10. As TOS 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.
11. 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.

12. Acresce que as alterações sistemáticas destas taxas impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica,
13. O mesmo se aplicará aos consumidores mais pequenos (consumos <10.000m³), que não tendo hipóteses de se deslocalizar, registarão aumentos desproporcionados na sua fatura mensal.
14. A decisão por parte dos investidores de instalação de atividades económicas num determinado município deve incluir o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura mensal. Neste sentido, e considerando que a informação sobre as taxas de ocupação do subsolo são de difícil consulta e comparabilidade por se encontrarem nas páginas da internet dos operadores das redes de distribuição (ORD), é entendimento do CT que a ERSE promova a disponibilização no seu portal de um simulador nacional destes impactes.
15. Apesar de a legislação atribuir às Assembleias Municipais a competência para aprovar as TOS propostas pelos executivos camarários, 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.
16. O CT reitera o seu entendimento de que a ERSE continue a desenvolver 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. 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;
 - e. Promoção por parte da ERSE de um debate que vise, em última análise, a extinção destas taxas com base nos efeitos nefastos, exaustivamente demonstrados, que as mesmas provocam, plasmados nas assimetrias tarifárias regionais e na alteração de regras de concorrência entre atividades económicas.
17. Finalmente, o CT salienta que passada quase uma década sobre a aprovação da Lei nº 53-E/2006 e demonstrados os efeitos da sua aplicação nos consumidores e na sustentabilidade do SNGN, continua ausente qualquer iniciativa legislativa de mudança da própria Lei.

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 seria penalizador para o SNGN.
2. Face à relevância dos investimentos na análise do setor, o CT reconhece a importância do documento de Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural que analisa de forma detalhada os investimentos apresentados pelas empresas.

	2013	2014	2015	2016	TOTAL
RNTGN	2,23	3,76	5,9	12,71	24,50
Terminal de GNL de Sines	0,38	1,76	2,33	2,9	7,36
Armazenamento subterrâneo	76,44	23,24	4,6	20,17	124,45
RNTIAT	79,05	28,76	12,83	35,78	156,31
RNDGN	52,26	45,37	61,59	69,61	228,83

Nota: Com base nos valores apresentados no quadro 1.1. Montantes de investimento e períodos analisados, por infraestrutura do SNGN do documento da ERSE Análise de investimentos do Setor do Gás Natural.

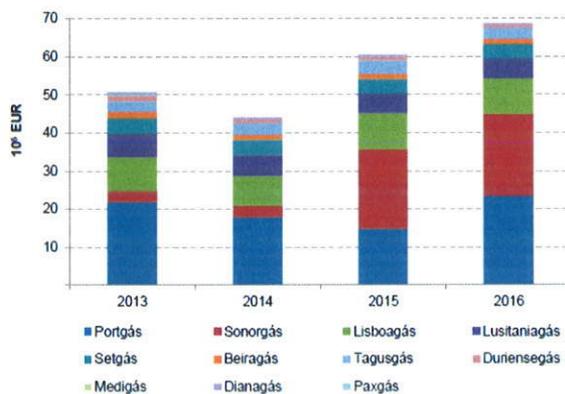
3. Para o período em análise (2013 a 2016) o CT regista a contenção dos investimentos nas infraestruturas em alta pressão RNTIAT por revisão do escalonamento temporal dos projetos para refletir a evolução da procura. Relativamente aos investimentos nas infraestruturas de Distribuição, o CT reitera a necessidade de uma criteriosa fundamentação para garantir que não se geram situações de sobre investimento com consequências no aumento dos custos a suportar pelos consumidores.

Handwritten signature and initials in blue ink.

4. O CT recomenda que a ERSE forneça informação mais clara sobre o impacte tarifário dos investimentos da RNDGN. Com efeito, o montante de investimento anual na RNDGN cresce, em 2015/16, para valores na ordem dos 60 a 70 M€ sem que tenha sido apresentado pela ERSE uma avaliação do impacte tarifário desses investimentos nos diferentes segmentos servidos pelas redes da RNDGN o que suscita preocupação ao CT. *Em particular esse investimento concentra-se fortemente em algumas áreas geográficas e tipo de consumidor.*

5. O CT recomenda que o custo incremental de cada consumo futuro por segmento e distribuidora seja apresentado de forma clara, não servindo de critério de aceitação a simples comparação com o preço atual das tarifas praticadas, que se consideram elevadas, mas sim com objetivos claros para o custo médio de cada segmento a fixar pela ERSE.

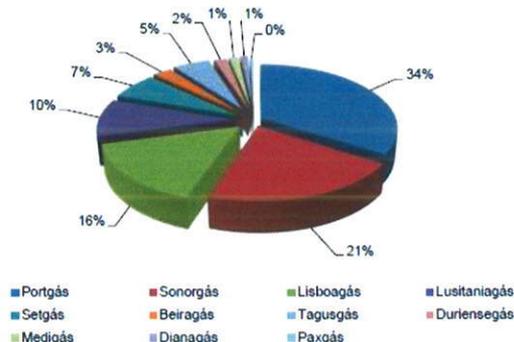
Figura 6-13 – Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

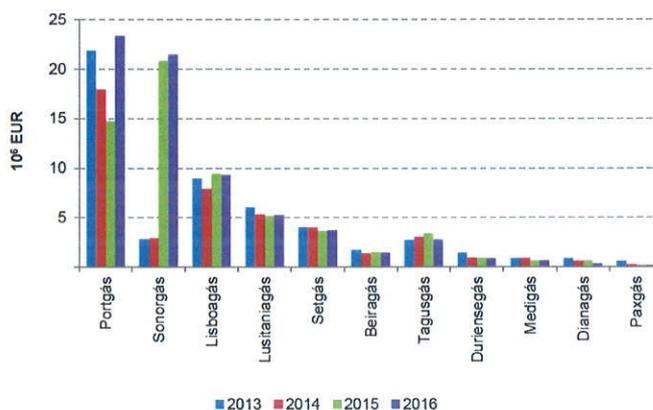


Figura 6-14 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016, por operador de rede de distribuição



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-12 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

6. O CT reitera ser fundamental publicar atempadamente o racional de aceitação desses investimentos com a implementação de um mecanismo que assegure a sua racionalidade em prol do controlo real das tarifas.
7. O CT não pode deixar sublinhar que cabe à ERSE o balizamento de alguns dos princípios a que devem obedecer os investimentos, de modo a respeitar o princípio da racionalidade económica na sua análise e avaliação.
8. Considerando a análise realizada para o ano de 2013, face ao peso significativo de algumas distribuidoras no volume global do investimento e ao valor relativo de alguns tipos de investimento, o CT recomenda que, no futuro, se realize e divulgue a avaliação da dimensão

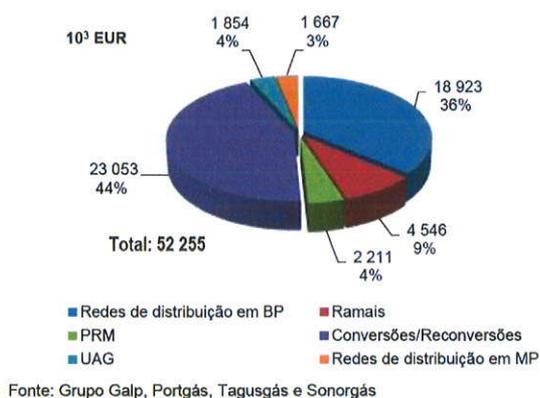
Ry
FE
[Handwritten signature]

e consequências dos investimentos ao nível dos consumos adquiridos e do seu contributo tarifário.

Figura 6-2 – Investimento realizado na RNDGN e execução orçamental do ano de 2013

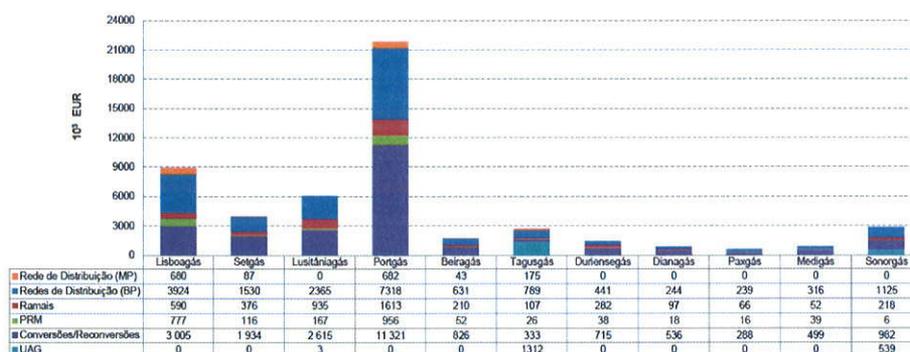


Figura 6-3 – Caracterização dos investimentos executados na RNDGN, ano gás 2013



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

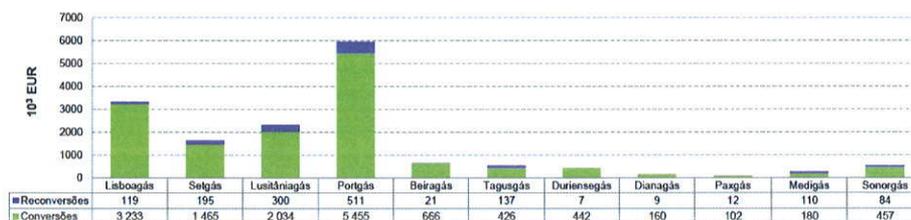
Figura 6-8 – Caracterização do investimento executado na expansão da RNDGN, para o ano de 2013, por operador de rede



9. A evolução constante dos gráficos seguintes mostra que a tendência se manterá em 2015.



Figura 6-11 – Caracterização do investimento em Conversões/Reconversões, para o ano de 2015



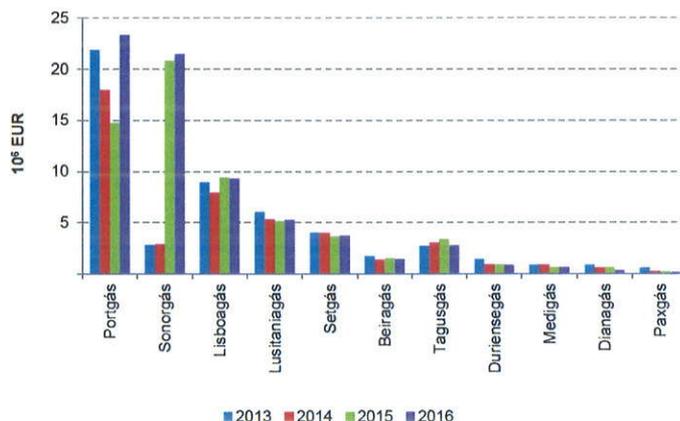
Fonte: Grupo Galp, Portugal, Tagus e Sonorgás

10. A relevância dos custos de investimento em conversões/reconversões foi já identificada pela ERSE no quadro da revisão regulamentar que esteve na origem do presente período regulatório que conduziu a uma redução dos valores de investimento aceita em cerca de 25% tendo-se mantido assim para os períodos 2013/2014 e 2014/2015. *Assim, o CT recomenda particular atenção à fixação destes parâmetros para o ano-gás 2015/2016 atentos os efeitos decorrentes destes investimentos.*
11. O Investimentos em novos pólos de abastecimento por UAG é uma questão essencial. O CT regista não se encontrar considerado na proposta tarifária qualquer avaliação, mesmo que qualitativa, sobre o montante de CAPEX correspondente à consideração do investimento associado ao concurso de novos pólos (26) de abastecimento, nem sobre o desenvolvimento das redes de distribuição associadas que, atendendo ao estado do concurso, só terão oportunidade de ser consideradas numa próxima edição do PDIRDGN.
12. O CT reitera a sua preocupação com os aumentos de tarifas para os diversos níveis de pressão decorrentes destes eventuais investimentos acumulados com os que agora se prefiguram, conforme expresso no seu parecer relativo ao PDIRDGN 2015-2019.
13. A ERSE refere que *“A Sonorgás perspetivou um aumento substancial do investimento, para os próximos anos, assente na perspetiva de vir a obter novos polos de consumo, como resultado de um concurso por prévia qualificação a 26 licenças de distribuição local de gás natural. Contudo, importa salientar que as referidas licenças ainda não foram atribuídas e que o processo de atribuição decorre ...”*.
14. O CT reforça e apoia a importância da posição da ERSE que condiciona a aceitação dos investimentos definitivos dos investimentos apresentados *“em função do resultado dos procedimentos da atribuição de licenças de distribuição local, nos termos do referido enquadramento legislativo”*.



Bj
[Handwritten signature]

Figura 6-12 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

G -PROVEITOS PERMITIDOS

G.1. Cálculo dos Proveitos Permitidos e Ajustamentos

1. O CT reconhece e considera positiva a não consideração pela ERSE, para as tarifas de 2015-2016, do Ajustamento Provisório relativo ao ano (s-1) no cálculo dos Proveitos Permitidos, atento o agravamento do impacto tarifário que daí resultaria decorrente do facto de os montantes terem o mesmo sinal o que faria concentrar num único ano a recuperação dos desvios de dois, com prejuízo para a estabilidade tarifária.
2. O CT reforça a importância de os desvios de s-1 deverem apresentar uma trajetória de redução significativa de um ano para o outro para promover a estabilidade tarifária e evitar a acumulação de desvios que se traduzem sempre em custos adicionais a suportar pelos consumidores.



G.1. Contas Reguladas Auditadas

1. O CT nota que a ERSE continua a não incluir na proposta, cópia das demonstrações financeiras auditadas apresentadas pelas empresas, nos termos da regulamentação em vigor.
2. Sendo certo que os recentes desenvolvimentos da regulamentação obrigam ao recurso a um maior número de auditorias externas (previstas no âmbito das contas reguladas como por exemplo auditorias às Grandezas Físicas nos ORDs e CURRs: pontos de entrega, clientes e energia), a divulgação dos valores auditados contribuiria para uma maior transparência do processo, pelo que o CT volta a recomendar a sua inclusão no documento final dos proveitos permitidos.
3. Acresce que, notando-se existirem discrepâncias entre os valores auditados e os aplicados no cálculo dos Ajustamentos, o CT entende que a ERSE deve 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 E ENCARGOS DE REDE A CONSTRUIR

1. Nos termos da regulamentação em vigor, em especial do previsto no Regulamento de Relações Comerciais e respetiva subregulamentação, a ERSE deve incluir na proposta de tarifário os preços a aplicar aos serviços prestados pelas empresas reguladas referentes a:
 - ORDs: Preços para os Serviços de Interrupção e Restabelecimento do Fornecimento de Gás Natural
 - ORDs: Preços de Leitura Extraordinária
 - CURRs: Quantia mínima a pagar em caso de mora
2. Identicamente, no que respeita às ligações às redes, devem ser aprovados os valores a aplicar pelos ORDs nas situações de pedidos de ligação às redes:
 - Encargos com rede a construir
 - Valores de referência pra efeitos tarifários relativos aos custos com a integração nas redes de pólos de consumo existentes
 - Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação nas redes, para instalações com consumo superior a 10.000 m³/ano
3. O Conselho Tarifário tem defendido o princípio que estes valores deveriam:
 - (i) No caso dos preços regulados, permitir 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;

- (ii) No caso dos encargos com a rede a construir, apontar à neutralidade no que respeita ao tarifário de acesso, em coerência com os princípios de sustentabilidade e racionalidade económica do SNGN, os quais o CT tem defendido recorrentemente.
4. Os valores agora propostos pela ERSE atendem às propostas apresentados pelas empresas reguladas, e de um modo geral, o CT considera que a proposta do regulador respeita os princípios de neutralidade e reflexividade acima referidos, sendo também entendido que é justificável pelo facto de se estar em presença do último ano gás do Período Regulatório em curso, justificando-se a procura da estabilidade de parâmetros regulatórios em vigor.
 5. Nestas condições, o CT regista que a proposta aponta para a manutenção dos diferentes preços e coeficientes acima indicados, relevando a inexistência de impactos de inflação nos valores que seriam gravosos para os consumidores, bem como a notada ausência de conflitualidade associada à sua aplicação.
 6. Sem prejuízo, assim, de uma apreciação globalmente positiva da proposta da ERSE, o CT recomenda que, exatamente por se ir entrar em período de revisão regulamentar ordinária pelo fim do período regulatório, a ERSE desenvolva as análises complementares para instrução das propostas de revisão dos regulamentos que permitam, em particular, aferir de:
 - a) **Preços para Serviços Regulados** - No que se refere aos itens “Interrupção e Restabelecimento do Fornecimento”, “Leitura Extraordinária” e “Quantia Mínima em Caso de Mora”, verificar a aderência entre os preços aprovados e o nível de custos suportados pelas empresas, de modo a garantir que estes últimos são recuperados, evitando-se a subsídio do SNGN a comportamentos de inadequados, prevenindo agravamentos a suportar pela generalidade dos consumidores.
 - b) **Encargos de Ligação à Rede** - O CT retoma a recomendação expressa no Parecer do ano anterior, quanto à necessidade de avaliação pela ERSE da aplicação da subregulamentação da ligação às redes em vigor, em especial no que concerne aos custos suportados pelos maiores utilizadores, que ao aportarem gás às redes poderão ter tido um efeito benéfico nas tarifas médias de veiculação, sendo de considerar o estabelecimento de medidas de discriminação positivas para este segmento, no que representariam de incentivo à conversão para gás natural e, assim, a maiores volumes veiculados nas redes com benefício dos demais utilizadores.
 - c) **Valores de Referência a considerar na Integração de Pólos de Consumo** - O CT no seu recente Parecer relativo ao PDIRD-GN, recomendou que o reconhecimento dos custos associados às conversões e reconversões de clientes domésticos para gás natural deve ser discutida em termos da racionalidade económica, evitando-se o avolumar de investimentos que finalmente possam implicar negativamente as tarifas de acesso, sem prejuízo do necessário cumprimento das obrigações estabelecidas nos Contratos de Concessão e Licenças de Distribuição dos ORDs.

7. A diminuição observada no ano gás anterior do valor máximo aceite para a adequação para gás natural das instalações consumidoras, que, de acordo com a ERSE, sinalizava a progressiva maturidade das redes de distribuição, foi então considerada pelo CT como adequada pela racionalidade económica implícita, e verifica-se hoje como aderente ao anteriormente exposto.
8. Assim, também nesta questão, o CT recomenda que, na próxima revisão regulamentar, a ERSE evidencie o papel destas atividades de conversão no desenvolvimento da base dos pontos de entrega e expansão das redes de distribuição, de modo a mais fundamentadamente poder decidir sobre a metodologia de aplicação deste incentivo e respetivo nível de comparticipação, para o que deverá realizar os estudos necessários à demonstração de qual o melhor mecanismo para conduzir à saturação eficiente.
9. O CT recomenda, ainda, que a ERSE pondere a medida em que o regime de proteção aos consumidores vulneráveis deve abranger o preço dos serviços associados à interrupção e restabelecimento.

I – MECANISMO DE INCENTIVO ÀS TROCAS REGULADAS DE GNL

1. O Conselho Tarifário regista a proposta de aumento de 10% no preço do mecanismo das “Trocas Reguladas” para aplicação no ano gás 2015-2016.
2. Tal como já referido em pareceres anteriores, o aumento sucessivo do preço aplicável a este mecanismo, conjugado com as dificuldades práticas de aplicação do mesmo por parte da maioria dos comercializadores, reforça a sua inutilidade, o que se demonstra pelo facto de não existir informação relativa à sua aplicação até hoje.
3. A dinamização da utilização do Terminal de GNL de Sines é importante para a sustentabilidade desta infraestrutura bem como para o aumento da liquidez e competitividade do mercado livre de gás natural em Portugal, podendo o mecanismo das trocas reguladas, se for ajustado, vir a contribuir para a utilização da mesma por parte de novos agentes.
4. Nesse sentido, o CT sugere que sejam introduzidos incentivo efetivos às trocas reguladas no tocante a preço, valor mínimo de movimentação de gás no terminal, ponderando nomeadamente, a lógica de desenvolvimento do MIBGAS e a necessária harmonização regulatória entre Portugal e Espanha.

III – CONCLUSÃO

Em 15 de Maio de 2015, o parecer que antecede foi votado na **GENERALIDADE** com excepção dos pontos A.10 da Generalidade e do ponto **I** da Especialidade que mereceram votação separada, tendo sido **APROVADO POR MAIORIA** e integrado **XVI** anexos com votações e declarações de voto com a seguinte votação:

VOTAÇÃO		A favor	Contra	Abstenção
Representante da associação nacional de municípios portugueses (ANMP)	Alfredo Rocha	—	ANEXO I	—
Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP)	Ana Teixeira Pinto	ANEXO II ANEXO IV, V	A.10 GEN. ANEXO II ANEXO III	—
Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (AGN)	António Domingues Pires	ANEXO VI	A.10 GEN. ANEXO VI ANEXO III	—
Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico (Fenacoop)	Francisco Teixeira	ANEXO VII	—	—
Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico (Fenacoop)	Arlindo Gouveia	ANEXO VIII ANEXO VII	—	—
Representante associação tendo como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000m ³ (APICER)	José Manuel Cerqueira	ANEXO IX	—	—
Representante da associação de defesa do consumidor (UGC)	Eduardo Quinta Nova	ANEXO X	—	—
Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (EDP-Comercial)	Nuno Moreira	ANEXO XI	—	—
Representante as 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	Indefinição ANEXO XII	—	—
Representante das entidades titulares de distribuição de gás natural em regime de serviço público (GALP)	Jorge Lúcio	ANEXO XIII ANEXO IV e ANEXO V	A.10 GERV. ANEXO XIII ANEXO III	I ESPECIALIDADE ANEXO XIII
Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural (Transgás)	José M. Saldanha Bento	ANEXO XIV ANEXO III	A.10 GEN. ANEXO III ANEXO XIV	I ESPEC. AN. XIV

Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000m ³ (CELPA)	José Ricardo Rodrigues	ANEXO XV	—	—	
Representante de associações de defesa do consumidor (DECO)	Manuela Moniz	Manuela Moniz	—	—	
Representante da Direcção-Geral do Consumidor (DGC)	Patricia Gomes	ANEXO XVI	—	—	
Representante da concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) (REN)	Pedro Furtado	ANEXO XVII	—	—	
Representante da associação de defesa de consumidores (UGC)	Viriato Baptista	ANEXO XVIII	—	—	
		<i>A favor</i>	<i>Contra</i>	<i>Abstenção</i>	<i>Voto de qualidade</i>
Presidente do Conselho Tarifário	Maria Cristina Portugal	Maria Cristina Portugal	—	—	—

ANEXO I
fls 1

DECLARAÇÃO DE VOTO

Declaração de voto do representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses – A.N.M.P.
ao parecer do Conselho Tarifário / Sector Gás Natural, sobre " Proposta de Tarifas e Preços de Gás
Natural para o ano gás 2015 - 2016", que resulta dos trabalhos finais da reunião de 13 de Maio de 2015.

Voto contra, na globalidade o parecer do Conselho Tarifário.

Consideramos ainda de referir o documento em anexo, sobre Taxa de Ocupação de Subsolo / Deliberação
do Conselho Directivo.

Lisboa, 15 de Maio de 2015

Alfredo Rocha (A.N.M.P.)

TAXA DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO DELIBERAÇÃO DO CONSELHO DIRETIVO

A TAXA DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO – TOS – é uma taxa municipal fixada pelo município cujo valor cobrado reverte na totalidade para este; decorre da utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, nomeadamente da ocupação do subsolo pelas **redas de distribuição de gás natural**.

Por se tratar de uma taxa municipal, a sua aplicação está sujeita ao regime geral das taxas das autarquias locais, consagrado na Lei 53-E/2006 de 29 de dezembro. Desta forma, a taxa de ocupação do subsolo é criada por regulamento aprovado pela Assembleia Municipal devendo conter, obrigatoriamente, sob pena de nulidade, entre outros aspetos, o valor ou a fórmula de cálculo da taxa a cobrar bem como a fundamentação económico-financeira relativa ao valor fixado.

O valor unitário da TOS a repercutir, em cada município, nos operadores de rede de distribuição de gás é definido de acordo com a metodologia aprovada pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) conforme previsto da RCM 98/2008 de 8 de abril, que aprovou os contratos de concessão da distribuição de gás natural.

As concessionárias dos serviços de fornecimento de gás natural têm levado a Tribunal a sua intenção de não pagar as taxas aplicadas pelos municípios; os argumentos multiplicam-se: regulamentos municipais ilegais, taxa inconstitucional, atos de liquidação que padecem de vícios, etc., etc.. Mas as concessionárias têm vindo a ser condenadas nas diversas instâncias judiciais a pagar os valores cobrados pelas autarquias. Dos 22 municípios que referiram ter processos judiciais, 18 (82%) viram os tribunais decidir a seu favor ficando assim a concessionária obrigada ao pagamento da TOS fixada.

Nos termos da Lei 53-E/2006 de 29 de dezembro a TOS **incide sobre as concessionárias** no entanto, a Resolução de Conselho de Ministros 98/2008 veio reconhecer à concessionária **o direito de repercutir** nas entidades comercializadoras de gás **OU nos consumidores finais** o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais. Desde há muito que a ANMP questiona a pertinência desta norma que mais não faz do que aliviar as empresas de um custo que lhes é legalmente imputado transferindo-o para o Cidadão.

Com efeito, trata-se de um **opção que o Governo atribui às empresas, repercutir ou não** o valor da taxa no consumidor final e a opção destas tem sido a de sobrecarregar o consumidor fazendo passar a mensagem de que é da responsabilidade do município mais este ónus, num discurso de desconfiança em torno da administração local.

2

Se é verdade que as leis comerciais permitem às empresas atuar de forma discriminatória em função dos seus objetivos de lucro, também é verdade que a Lei Fundamental – a Constituição da República Portuguesa – confere aos municípios autonomia para gerir as suas receitas e assim atuar de acordo com o mandato que, através do voto direto, os munícipes lhes conferem.

Ao longo do terceiro trimestre de 2014, a ANMP lançou um inquérito sobre esta matéria junto dos seus associados. Desde logo foi possível saber que dos 101 municípios com serviço de gás natural disponível, 41% cobram a taxa de ocupação do subsolo com um valor médio mensal de, aproximadamente, 0,62€/metro linear.

O valor das taxas fixadas pelos municípios é, naturalmente e porque se trata de competência municipal, distinto de município para município mas distinta é também a sua metodologia de cálculo já que, nuns casos assenta no diâmetro das condutas, noutros casos em metros lineares/dia ou em metros lineares/ano e noutros, ainda, na faturação da empresa. A Associação Nacional de Municípios Portugueses reconhece que existe uma disparidade ao nível da fixação da TOS que importa atenuar

por via da aplicação coerente de regras claras e de critérios de cálculo uniformes. Este foi, aliás, um dos problemas identificado pelos municípios na resposta ao inquérito tendo a generalidade manifestado interesse em que se defina um critério uniforme para cálculo da TOS.

Face ao exposto considera-se que a ANMP deverá desenvolver o seguinte trabalho:

1. Desmistificar a ideia de que os problemas que o projeto do gás natural atravessa decorrem da aplicação da TOS pelos municípios; este será um pequeno problema, reduzido em expressão a nível nacional. Importa retirar as autarquias do papel de bode expiatório, até porque a maior parte dos municípios não cobra esta taxa.
2. Clarificar que a lei em vigor prevê a possibilidade de repercutir no consumidor final o valor da TOS mas não a sua obrigatoriedade podendo a empresa responsável pela redes de distribuição assumir parte ou até a totalidade desse custo sem onerar o consumidor. 3
3. Repudiar o profundo desequilíbrio com que a Resolução de Conselho de Ministros 98/2008 de 8 de abril trata as concessionárias do serviço de distribuição de gás natural e os consumidores, com prejuízo destes, seja no que se refere à repercussão do pagamento da TOS, seja no que se refere à muito deficiente cobertura do serviço a nível nacional.
4. Articular com as entidades responsáveis, nomeadamente com a ERSE e empresas concessionárias do serviço de gás natural:
 - a. Uma metodologia para o cálculo da Taxa de Ocupação do Subsolo que assumindo a forma de recomendação, possa ser adotada pelos municípios. Sem colidir com a autonomia local em matéria de fixação de taxas, tal metodologia poderá fixar um valor mínimo e um valor máximo recomendável.

- b. Uma metodologia clara e compreensível para todos sobre a forma de repercussão da Taxa de Ocupação do Subsolo no consumidor final.

- c. Procedimentos regulares de troca de informação, nomeadamente acerca dos cadastros das redes de distribuição, número de clientes e impacto da TOS na fatura do consumidor final. Note-se que o fornecimento destes dados permitirá ao município fazer estimativas de receita mais próximas da realidade e refletir essa previsão atempadamente nos plano e orçamento para o ano económico seguinte.

AWEXO TT

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Drª Maria Cristina Portugal,

Os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural – à Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015 – 2016, com exceção do ponto A.10 da Generalidade, que votam contra e relativamente ao qual assinam a declaração de voto conjunta com as entidades concessionárias e licenciadas de distribuição regional de gás natural e com o Comercializador de Último Recurso Grossista.

Adicionalmente, os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural, tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto das entidades concessionárias e licenciadas de distribuição regional de gás natural, relativas ao tema “Mecanismos de Compensação previstos nos Contratos de Concessão” e “Contadores”, declaram concordar e subscrever as mesmas.

Lisboa, 15 de Maio de 2015



Ana Teixeira Pinto
Representante dos Comercializadores de Último Recurso de Gás Natural

DECLARAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA E DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016"

Ponto A.10 da Generalidade

As entidades subscritora desta Declaração votam contra o ponto A.10 da Generalidade, por considerarem que o mesmo extravasa o âmbito da Proposta de Tarifário apresentada pela ERSE, para lá de propor medidas técnica e economicamente incorrectas no quadro legislativo e regulatório vigente.

Com efeito, com a redacção deste ponto, pretender-se-ia: (I) modificar condições estabelecidas por Contratos de Concessão ou Licenças, outorgados pelo Estado; (II) alterar Parâmetros Regulatórios no decurso de um Período Regulatório; (III) condicionar decisões políticas da competência quer do Estado Central, quer do Local.

Por considerarem que os Pareceres do CT devem considerar primariamente a matéria e âmbitos cobertos pelas Propostas da ERSE, no enquadramento que lhes são dados pelos Regulamentos Sectoriais, as entidades subscritoras desta Declaração consideram que o ponto em questão se afasta deste entendimento, pelo que merece o seu desacordo.

Representante das entidades concessionárias do EGS e distribuição de gás natural,

António Pinho

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas, Ana Teixeira Pinto

Representante das entidades licenciadas de distribuição de Gás Natural

Jorge Manuel Pires

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Grossista

José Manuel Machado Sá

DECLARAÇÃO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016"



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.

Esta problemática do tempo de vida útil dos equipamentos ficou, aliás, amplamente demonstrada nas recentes propostas das Distribuidoras para o PDIRD-GN 2015-19, em que o peso crescente do Investimento em Contadores é notório. Sobre este assunto, as empresas anexaram Declaração ao Parecer do Conselho Tarifário emitido sobre a Consulta Pública relativa ao PDIRD-GN 2015-19, que se dá assim aqui como inteiramente reproduzida.

Neste sentido, a exemplo do sucedido nos anos gás anteriores, em que se anexaram Declarações aos Pareceres do Conselho Tarifário sobre as sucessivas Propostas de Tarifário, as empresas voltam a reproduzir a argumentação apresentada nessas declarações. Considera-se que a ERSE ainda não respondeu de um modo adequado à argumentação então apresentada, pelo que se toma a iniciativa de reproduzir os pontos mais relevantes da referida Declaração, solicitando-se a atenção devida e as medidas de correcção necessárias:

".../

As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o sentido retirado pela ERSE do 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.

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 concessionárias dos gases de distribuição regional de gás natural

António Figueira

Representante das Entidades Licenciadas de Distribuição de Gás Natural

Jorge Manuel Rodrigues

DECLARAÇÃO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016"

Mecanismos de Compensação previstos nos Contratos de Concessão

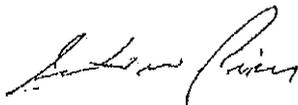
Da análise do conjunto de documentos que compõe a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2015-16" apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2015-2016", na sua Secção 2.1, pág. 25, aos "processos judiciais interpostos contra a decisão do regulador" iniciados 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.

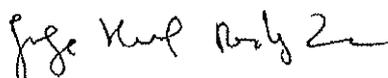
No entanto, e reconhecendo-se que a ERSE se ateuve a uma descrição factual, apresentando apenas a sua posição e a sua estimativa de valores, não pretendendo, como nas propostas de tarifários de anos anteriores, que teria demonstrado "com base na lei aplicável a correcção dos seus cálculos e do resultado 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 2015-2015" 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 concessionárias dos Regos de Distribuição Regional de Gás Natural,



Representante das Entidades Licenciadas de distribuição de Gás Natural



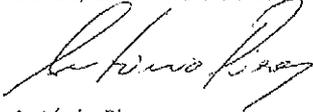
Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Dr^a Maria Cristina Portugal,

As Concessionárias da Rede de Distribuição Regional de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural – à Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015 – 2016, com exceção do ponto A.10 da Generalidade, que votam contra anexando a declaração de voto conjunta com as entidades licenciadas de distribuição regional de gás natural e com os comercializadores de último recurso de gás natural.

Adicionalmente, votam conjuntamente com as entidades licenciadas de distribuição de gás natural, as declarações de voto relativas ao tema “Mecanismos de Compensação previstos nos Contratos de Concessão” e “Contadores”.

Lisboa, 15 de Maio de 2015



António Pires

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição Regional de Gás Natural

Parecer sobre:

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016”

Em representação da FENACCOOP, voto favoravelmente a generalidade do Parecer, nos termos da seguinte Declaração de Voto.

Declaração de Voto

1. O país empreendeu e concretizou um sistema nacional de receção, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural, objetivando usufruir das significativas vantagens desse vetor energético.
2. Neste momento de encruzilhada da situação nacional, é importante perspetivar todos os fatores que possam favorecer o tecido económico e a sociedade em geral, entre os quais avultam os custos energéticos.
3. Verifica-se existirem várias potencialidades de otimização dos custos energéticos, desde logo articulando e planificando melhor as várias soluções do lado da oferta, e também intervindo decididamente na obtenção de ganhos de eficiência. Relativamente à oferta, é especialmente importante uma ponderação criteriosa e cuidadosa quanto a investimentos em novas estruturas, bem como nas metodologias de gestão das estruturas existentes.
4. No contexto duma Proposta de Tarifas e Preços de gás natural como a que está em apreço, definimos como preocupações fundamentais:
 - a) Que a probabilidade de ocorrerem desvios entre os valores cobrados aos consumidores e as remunerações devidas ao Sistema seja reduzida, evitando défices futuros, e que a atual conjuntura seja aproveitada para compensar os défices do passado;
 - b) Que as empresas reguladas do SNGN partilhem o esforço necessário à retoma da atividade económica e à melhoria do bem-estar das populações, o qual não pode recair apenas na redução dos rendimentos das pessoas e das demais empresas.
5. A atual conjuntura, caracterizada por um menor preço do gás e por baixas taxas de juros, deve constituir uma oportunidade para reanimar a economia nacional, municiando o tecido produtivo e demais atividades económicas com argumentos, neste caso preços de energia, para se desenvolverem e afirmarem.
6. Uma oportunidade para reduzir e/ou eliminar os desvios que redundariam em défice tarifário e para fazer uma reflexão no que respeita às remunerações (proveitos permitidos) das empresas reguladas, tendo em conta o baixo risco da respetiva operação. Reflexão essa que deve conduzir a menores impactes tarifários sobre o consumo.
7. O Parecer produzido pelo Conselho Tarifário, na sua análise específica das muitas e complexas questões tarifárias, entrando em conta com o esforço feito pelos Conselheiros para conciliar pontos de vista e interesses diferentes ou mesmo antagónicos, acaba por estar genericamente enquadrado nestas preocupações.

Francisco Teixeira

15-05-2015

Assunto: Re: versão final

De: Arlindo Gouveia

Data: Hoje, 11:14:49 WEST

Para: Maria Portugal

Cc: Manuela Moniz, antonio.pires, Viriato Baptista, Ana Isabel Teixeira Pinto, 'Pedro Furtado', Alfredo Silva, eduardo quintanova, francisco teixeira, Isabel Fernandes, José Manuel Cerqueira, Jorge Manuel Lúcio, jose.ricardo.rodrigues, Nuno Afonso Moreira, Patricia Gomes, saldanha.bento

Cara Presidente:

Venho por este meio informar da minha votação favorável ao PARECER do CONSELHO TARIFÁRIO sobre a Proposta da ERSE de Tarifas e Preços 2015/2016.

Igualmente, gostaria de informar, que subscrevo na íntegra a Declaração de Voto do Conselheiro Francisco Teixeira.

Arlindo Gouveia

FENACOOOP

Coimbra, 15 de Maio de 2015

Assunto: Parecer sobre a **“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016”**

O representante da associação tendo como associados consumidores de gás natural com consumo superior a 10.000m³ (APICER) **vota a favor** do parecer do Conselho Tarifário da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) de 15 de Maio de 2015, apresentando a seguinte declaração de voto:

Declaração de voto relativamente aos

Capítulo I GENERALIDADE

B.PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

B.1. Desafios regulatórios

No ponto 5. c) Revisão da taxa de remuneração dos ativos

Reitero a necessidade de revisão em baixa da taxa de remuneração dos ativos de infra-estruturas de transporte e distribuição, e redes /infraestruturas, com vista a travar o ímpeto expansionista em investimentos que os detentores desses ativos vêm regularmente a propor.

E ainda no

Capítulo II ESPECIALIDADE

D. TARIFAS

D.2. Tarifas

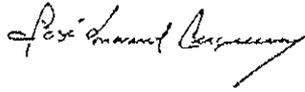
D.2.2. Capacidade de entrada e tarifas flexíveis

No **ponto 6.** *“O CT recomenda que a ERSE reavalie os limites a partir dos quais os consumidores podem solicitar disponibilização das tarifas de acesso mais favoráveis (100.000 m³/a para BP diária, 1.000.000 m³/ano para MP e 50.000.000 m³/ano para AP), conjugando a necessária defesa da competitividade económica, com uma equilibrada repartição da recuperação dos proveitos entre os diferentes segmentos de consumo.”*

Vimos reiterar essa recomendação e que ela acompanhe a variação de actividade que os consumidores industriais vêm registando nas suas actividades, sobretudo nos consumidores ligados a ramais de BP mas com consumos que lhes permitam ter uma

APICER - Associação Portuguesa das Indústrias de Cerâmica e de Cristalaria

tarifa de MP, sugerindo que o valor de referência passe dos atuais 11,9 GWh/ano (1.000.000m³/ano) para um novo referencial de **9,5 GWh/ano** (cerca de **800.000M³/ano**) o que reflete a baixa de atividade estimada em 20%.



José Manuel Conqueira

(representante da associação tendo como associados consumidores de gás natural com consumo superior a 10.000m³ (APICER))

APICER - Associação Portuguesa das Indústrias de Cerâmica e de Cristalaria

Rua Coronel Veiga Simão, Edifício C
3020-053 COIMBRA - PORTUGAL
Tel.: +351 239 497 600 Fax: +351 239 497 601
www.apicer.pt
www.ceramica.pt
info@apicer.pt



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

Exma. Senhora
Presidente do Conselho Tarifário da ERSE
Dra. Cristina Portugal

Viriato Batista e Eduardo Quinta Nova, membros do Conselho Tarifário da ERSE, em representação da União Geral de Consumidores, declaram **votar favoravelmente** na globalidade o Parecer emitido pelo CT sobre a **"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016"**.

Com os melhores cumprimentos.

Viriato Batista
Eduardo Quinta Nova

Av. Almirante Gago Coutinho, 132
1700-033 Lisboa
Tel: 218875230

UNião Geral de Consumidores
e-mail: geral@ugc.pt

ANEXO XI
8/8/1

**DECLARAÇÃO DAS EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE GÁS NATURAL, ANEXA
AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS PARA O
ANO GÁS 2015-16"**

VOTO FAVORAVEL

No entanto reforçam a sua proposta de parecer nos termos em que foi proposta, com referência ao mercado livre:

MERCADO LIVRE

1. O CT tem defendido a necessidade de definição de regras de mercado por forma a otimizar a liberalização do mercado, a necessidade de disponibilização, pela ERSE, de informação regular, bem como a harmonização e rigor na informação disponibilizada pelos vários operadores de mercado. Deste modo reforça-se a necessidade de divulgação, pela ERSE, de informação mensal.
2. Com a evolução da transição dos clientes de gás natural para o mercado livre, a percentagem de valor não regulado, no total da receita do sector do gás natural, aumenta. Com este aumento, aumenta também a responsabilidade dos comercializadores livres no sector do gás natural.
3. Assim, em particular, o CT recomenda:
 - a) Uma maior divulgação de elementos sobre os preços praticados no mercado pelos comercializadores livres, por forma a destacar as reais vantagens económicas da opção pelo mercado livre.
 - b) A abertura de leilões de gás natural dos contratos históricos do gás natural proveniente da Argélia e da Nigéria, em moldes mais flexíveis em termos de quantidades e prazos, por forma a impulsionar um mercado grossista que hoje se revela inexistente.
 - c) A promoção da dinamização dos mercados grossistas de gás natural na península ibérica. Torna-se imprescindível não deixar o mercado Português de fora das iniciativas de criação de "Hub" de gás ibérico.
4. O CT recomenda ainda que a ERSE possa realizar um estudo sobre o papel dos comercializadores livres na prestação de serviços aos clientes de gás, nomeadamente nos serviços de corte e religação. Nota-se que estes serviços são cobrados aos clientes, não podendo o comercializador retirar qualquer quantia pelo serviço prestado, pois a totalidade do valor é entregue ao operador de rede, quando o comercializador tem uma parte do trabalho.
5. Desde 2010, o SNGN tem vindo a perder volumes no segmento do mercado elétrico convencional. No ano 2014 este problema atingiu a sua expressão máxima, com o parque de ciclos combinados a gás natural em regime de mercado a funcionar menos de 2%, com vários dos 7 grupos instalados a não terem trabalhado em todo o ano. Entre 2010 e 2014, o

SNGN perdeu aproximadamente 18TWh de volume de gás neste segmento, cerca de 32% do volume total verificado em 2010.

Esta situação está motivada pela quebra acentuada da procura de energia elétrica nesse período, associada a um crescimento significativo da capacidade de produção elétrica a partir de fontes renováveis, em particular eólica e hídrica, que não só reduziu fortemente a necessidade de utilização dos ciclos combinados, como lhes induziu um regime de operação intermitente e não programável.

Mesmo as atuais opções tarifárias flexíveis, ao imporem um custo fixo mensal que estes consumidores podem não conseguir recuperar em mercado por via do mencionado regime intermitente e não programável, têm representado um entrave à participação em mercado destas centrais, contribuindo para reduzir a sua utilização e, conseqüentemente, o consumo de gás natural associado, em prejuízo de todos os consumidores do SNGN.

Esta proposta visa oferecer a estes consumidores a flexibilidade de poder avaliar individualmente todas as oportunidades diárias de utilização, variabilizando o custo associado, como já acontece em Espanha onde esta opção foi introduzida. A assimetria entre os dois países favorece os centros produtores em Espanha, retirando volume de gás ao SNGN onde parte da procura é reprimida pela incerteza do regime de funcionamento (substituída por importações elétricas).

Propõe-se à ERSE a criação de uma opção tarifária adicional, com perfil diário que permita simultaneamente cumprir dois objetivos:

- Harmonizar as regras de mercado entre Portugal e Espanha, onde esta opção já existe;
- Criar em Portugal uma opção tarifária adequada ao regime atual de utilização dos consumidores do mercado elétrico convencional (centrais de ciclo combinado) aumentando os volumes de gás no SNGN.

Para o sucesso desta proposta é no entanto necessário assegurar que o SNGN não perde proveitos com a introdução desta opção (mesmo que ganhando volume). É assim fundamental que os preços sejam adequadamente definidos.



Declaração de voto anexa ao parecer do Conselho Tarifário sobre
"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016" da concessionária
da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) bem como das entidades
concessionárias das atividades de recepção, 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 recepção, 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**, mas não podem deixar de expressar **reservas quanto aos Pontos I) A.8 e II) D.2.1. item 5, 6, 7 e 8**, tendo em consideração os comentários que se seguem, por se considerar não estarem totalmente refletidos nos referidos pontos.

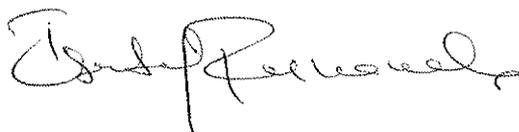
A apresentação descontextualizada da variação simples das tarifas, tem o efeito potencial de induzir em erro todos aqueles que, não conhecendo a natureza dos efeitos que lhe estão subjacentes, possam atribuir às empresas ou à sua remuneração essa variação, o que não é de todo o caso. Os textos em questão contribuem em nossa opinião para essa confusão.

No caso em apreço, as variações tarifárias apresentadas decorrem fundamentalmente de ajustamentos tarifários, diferencial do que as tarifas permitiram recuperar (a mais ou a menos) em exercícios anteriores e que crescem ou reduzem os proveitos para tarifas em causa. Pagar mais no ano seguinte significa que se beneficiou de tarifas mais baixas dois anos antes.

Sublinha-se por fim a importância que se reconhece à necessidade de controlo e garantia de que, em cada ano, os proveitos desse ano sejam recuperados integralmente em linha com o definido pela Entidade Reguladora em prol da estabilidade tarifária e minimizando a geração de desvios tarifários, matéria aprofundada no parecer no ponto II) D.1.



2/º Concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN)



Concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de gás natural
liquefeito (GNL) e das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás
natural

ANEXO XIII

Assunto: Parecer do CT sobre a Proposta da ERSE para o Tarifário do AG2015-16

De: Jorge Manuel Lúcio

Data: Hoje, 11:59:28 WEST

Para: Maria Portugal, Manuela Moniz

Prezadas Presidente e Vice-Presidente do CT,

As Entidades Licenciadas de Distribuição Local de Gás Natural aprovam na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário, com voto contra no ponto A.10 da Generalidade com Declaração de Voto conjunta com as Concessionárias de Distribuição Regional de GN, CURG e CURRs (junta), e abstenção no ponto I da Especialidade (Trocas Reguladas).

Juntam-se ainda Declarações de Voto conjuntas com as Concessionárias de Distribuição Regional de Gás Natural, relativas aos Mecanismos de Compensação dos Contratos de Concessão e aos Contadores.

Com os melhores cumprimentos,

Jorge Lúcio

Assunto: Parecer do CT sobre a Proposta da ERSE para o Tarifário do AG2015-16

De: saldanha.bento

Data: Hoje, 11:59:39 WEST

Para: Maria Portugal, Manuela Moniz

Prezadas Presidente e Vice-Presidente do CT,

O Comercializador de Último Recurso Grossista aprova na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário, com voto contra no ponto A.10 da Generalidade com Declaração de Voto conjunta com as Concessionárias e Licenciadas de Distribuição e CURRs, e abstenção no ponto I da Especialidade (Trocas Reguladas).

Com os melhores cumprimentos,

José Manuel Saldanha Bento

ANEXO XV
J. J. J.

Declaração de voto anexa ao parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016” do representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m³ (CELPA):

O representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m³ (CELPA), **declara votar o parecer favoravelmente na generalidade** mas não deixando de referir os comentários:

Apesar de uma redução generalizada das TAR- Tarifas de Acesso às Redes para os segmentos em MP – Média Pressão e BP – Baixa Pressão, no que respeita aos fornecimentos em AP- Alta Pressão constata-se um aumento das TAR em 13,1% (no ano gás 2014-2015 tinha sido de 29,2%) numa conjuntura económica em que é exigido aos consumidores industriais de GN e à indústria exportadora em particular, um aumento sustentado da competitividade de forma a sobreviver num contexto internacional cada vez mais difícil e agressivo. A retoma económica do país e a manutenção e geração do emprego depende consideravelmente da indústria exportadora de bens transacionáveis, considerando toda a sua cadeia de valor incluindo as actividades que trabalham em conjunto com estes sectores industriais, tais como fornecedores de matérias primas, serviços de manutenção, serviços diversos incluindo serviços bancários, investigação e desenvolvimentos conjuntamente com universidades e outros segmentos da área de I&D, transportadores, serviços portuários, etc.

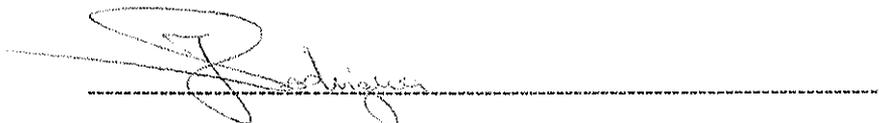
Apesar de se compreender a necessidade de alguma estabilidade regulatória para os vários agentes enquadrados no sector do gás natural e em particular para as empresas com activos regulados neste sector, será um desafio importante para o regulador ERSE contemplar reduções de remunerações para futuros activos de forma a condicionar alguma tendência expansionista de construção de infraestruturas, que terão de ser pagas pelos consumidores de gás natural, numa conjuntura de estagnação ou mesmo redução de consumos de gás natural a nível nacional (e naturalmente reduzindo-se os consumos aumentam os custos de tarifas de acesso às redes, mesmo considerando só os activos existentes, ficando ainda mais agravadas caso sejam construídos mais activos com valores de algumas centenas de milhões de euros). Tal como é referido no parecer, isto não impede que em casos com justificação económica devidamente fundamentada e validada pela ERSE possam e devam ser implementados novos investimentos em redes (neste caso até deverão desonerar os custos das tarifas de acesso à redes diluídos os custos destas).

Os incrementos das tarifas de acesso às redes (TAR) apresentados na proposta da ERSE para a AP- Alta pressão são muito gravosos, contribuído para isso o aumento da tarifa da rede de transporte e a tarifa do Uso Global do Sistema (UGS), esta com um aumento global de 25%. A ERSE deverá tomar as medidas necessárias 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.

De igual forma, a ERSE deverá estudar mecanismos para o escalonamento de consumidores em BP com volumes superiores a pelo menos 800.000 m³/ano (em vez dos actuais 1.000.000 m³/ano) para

accederem de forma gradual às TAR em MP assim como para grandes volumes em MP podem accederem às tarifas em AP (actualmente estabelecido em 50 milhões m³/ano devendo ser menor ou podendo estabelecer agregação num mesmo ponto de entrega) .

Lisboa, 15 de Maio de 2015.



(José Ricardo C. Rodrigues)

O representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m³ (CELPA)

Declaração de voto da Direção-Geral do Consumidor

Declaração de voto da representante da Direção Geral do Consumidor - DGC ao parecer do Conselho Tarifário sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás natural para o ano gás 2015-2016 da ERSE.

Voto favoravelmente na globalidade o parecer do Conselho Tarifário.

Lisboa, 15 de maio de 2015

Patrícia Cruz Gomes



ANEXO IV
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE
TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2015-2016”**

I – GENERALIDADE

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2015-2016, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de abril de 2015, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016”, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de maio de 2015.

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 2015 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016.

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 2015-2016” 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.

A – PROPOSTA

A ERSE continuará, por razões de transparência, e em linha com o solicitado pelo CT, a desenvolver esforços no sentido da simplificação da documentação de proveitos e tarifas, reconhecendo que o exercício tarifário se reveste de alguma complexidade,

Para o ano gás 2015-2016 existirá uniformidade tarifária nacional no escalão de consumo 2 (consumo anual entre 220 e 500 m³), onde se encontram cerca de 30% dos consumidores de BP< que ainda continuam a ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso (CUR). Deste modo, todos os consumidores do escalão 2 que continuem a ser fornecidos pelos CUR observarão os mesmos preços, independentemente do CUR que os forneça.

A uniformidade tarifária é um princípio importante que tem vindo a ser prosseguido pela ERSE, mas que deve ser alcançado acautelando impactes tarifários nos consumidores. Apesar da redução média de 3,5% nas tarifas transitórias de BP< agora publicadas, a uniformidade tarifária nos restantes escalões de consumo, implicaria que não seria possível assegurar que todos os consumidores observassem reduções tarifárias. Refira-se a título de exemplo, que no escalão 1, o preço do termo fixo teria acréscimos em alguns CURs, pelo que consumidores com consumos reduzidos poderiam observar acréscimos da sua fatura.

B – PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

B.1 – DESAFIOS REGULATÓRIOS

O CT elenca um conjunto de desafios com que a regulação do setor de gás natural se irá defrontar, que deverão ser considerados na revisão regulamentar que se avizinha.

O CT refere a necessidade de intensificar a harmonização regulatória entre Portugal e Espanha, assim contribuindo para a integração dos mercados dos dois países. A este respeito, a ERSE sublinha a concordância com este objetivo e as atuações, passadas e presentes, no sentido de contribuir para a referida integração dos mercados, dando assim um referencial de atuação aos diferentes agentes indutor de concorrência e eficiência relativa.

Relembra-se, a este propósito, que, embora contribuinte ativa, a atuação regulatória não se pode substituir à decisão política, em particular quando a mesma envolve dois estados soberanos nas suas decisões. A ERSE tem chamado à atenção para a reduzida dimensão relativa do mercado português de gás natural, que em muito beneficiaria da integração, num primeiro limiar, à escala ibérica.

Também no que respeita a questões de transparência, relembra-se que o enquadramento decorrente da aprovação do regime europeu de integridade e transparência de mercado (REMIT), é inteiramente aplicável ao gás natural, tendo a ERSE adotado recentemente todas as medidas necessárias ao registo de agentes, primeiro passo efetivo para a transparência do mercado grossista de gás natural.

O CT refere ainda a necessidade da ERSE contribuir para a adoção de medidas que favoreçam o sucesso do processo de liberalização do mercado de gás natural e, em particular, para uma reflexão sobre o número de atores no mercado. A ERSE subscreve a necessidade de se avaliarem em contínuo as medidas e as ações regulatórias que contribuam para o sucesso do processo de liberalização, sendo importante lembrar o esforço efetuado pela ERSE em contribuir, através de informação abrangente e transparente para a entrada de novos operadores no mercado de gás natural. Importa, a este propósito, recordar que a ERSE determinou, no passado, a realização de uma auditoria independente a um conjunto de operadores de rede de distribuição, a respeito das condições em que a informação sobre o mercado era disponibilizada. As conclusões da referida auditoria, além da sua pública divulgação, deram origem a um plano de correções seguido pelos agentes envolvidos e à notificação à Autoridade da Concorrência para que esta investigasse, no quadro das suas competências específicas, a eventual existência de incumprimentos à luz da lei da concorrência, facto que veio por esta entidade a ser afastado.

Não obstante o atrás mencionado, a ERSE tem vindo a trabalhar para a divulgação consolidada de informação, a qual permita a todos os agentes, e, em particular, os agentes entrantes, abordarem com transparência o mercado retalhista de gás natural em Portugal. A evolução no número de agentes e nos

indicadores de concentração de mercado em Portugal tem sido, nos últimos anos, positiva, facto que não demove a ERSE de prosseguir as medidas e atuações que reforcem a transparência de mercado e as condições de atuação por parte de um número mais alargado de operadores económicos.

A ERSE continuará a informar os consumidores da existência de ofertas concorrenciais em mercado com preços que na generalidade estão abaixo da tarifa transitória, disponibilizando, na sua página de internet, informação sobre todas as ofertas dos comercializadores de mercado¹³, assim como simuladores de ofertas comerciais de energia, que permitem aos consumidores de BTN comparar todas as ofertas disponíveis no mercado¹⁴.

As diversas medidas adotadas permitiram já que a totalidade dos grandes consumidores (consumo anual superior a 1 milhão de m³ de gás natural) aderisse ao mercado livre. Também a grande maioria dos consumidores industriais (consumos anuais entre 10 000 m³ e 1 milhão de m³ de gás natural), representando mais de 90% do consumo deste segmento e 73% em número de clientes, optou já pelas condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado.

Do mesmo modo, a evolução do segmento de clientes residenciais vem demonstrando uma adesão muito significativa e crescente às ofertas em mercado, representando em fevereiro mais de metade (55%) do consumo e 61% do número de consumidores deste segmento.

Tem-se assistido, igualmente, a um progressivo aumento do número de comercializadores ativos nos diferentes segmentos de mercado e os indicadores de concentração da oferta em mercado retalhista têm observado uma redução progressiva.

No que se refere à revisão da taxa de remuneração dos ativos para o período regulatório do gás natural com início em julho de 2016, este processo será coerente com as práticas regulatórias seguidas pela ERSE na definição deste parâmetro, que procuram refletir o custo de oportunidade do capital das atividades reguladas perspectivado para o período regulatório em preparação, no quadro legislativo e regulamentar que orienta esta atividade.

A definição da taxa de remuneração deve respeitar a coerência metodológica e, assim, assegurar a estabilidade regulatória. Contudo, a definição da taxa de remuneração não pode ser efetuada sem integrar o quadro económico e financeiro em que as atividades reguladas serão desempenhadas. Registe-se que a incerteza associada à evolução do contexto financeiro, em especial nos últimos 4 anos, levou a ERSE a definir mecanismos de indexação das taxas de remuneração a variáveis que reflitam o contexto financeiro. Por outro lado, tal como para os restantes parâmetros, a definição da taxa de remuneração não pode deixar de considerar as conclusões da monitorização, contínua, do desempenho

¹³ <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/MercadoRetalhista/Paginas/MonitorizacaoRetalhista.aspx>

¹⁴ <http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Paginas/simgasnatural.aspx>

das atividades reguladas face às metas estabelecidas em termos de CAPEX¹⁵ e de OPEX¹⁶, de forma a evitar uma ineficiente afetação dos recursos. Deste modo, a avaliação do desempenho das empresas reguladas nos anos que antecedem o novo período regulatório corresponde a um exercício regulatório que se destaca pela sua importância no âmbito dos trabalhos preparatórios. Ao nível do OPEX esta análise permite concluir se as empresas cumpriram as metas de eficiência impostas pelo regulador, ao nível do CAPEX a análise permite avaliar o nível de investimento e a taxa de remuneração efetiva de cada atividade regulada.

No que concerne a pobreza energética e a tarifa social, durante o ano transato decorreram campanhas de informação/divulgação sobre a tarifa social, nomeadamente pela Direção Geral de Energia e Geologia. A ERSE tem procurado celebrar protocolos e desenvolver ações de formação e informação junto de associações de consumidores, que incluem a divulgação de informação sobre a tarifa social. A ERSE está naturalmente disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes, no sentido de melhorar o funcionamento da tarifa social.

B.2 – RECOMENDAÇÕES

O CA da ERSE toma boa nota e agradece as sugestões e preocupações expressas pelo CT sobre diversas matérias, que serão tomadas em consideração na revisão regulamentar que vai preceder a fixação de parâmetros para o triénio 2016-2019.

Relembra-se, conforme referido anteriormente, que a definição de parâmetros para o novo período regulatório que terá início em julho de 2016 será antecedida de uma análise de desempenho das atividades reguladas ao longo dos anos que antecedem o início desse novo período regulatório. Esta análise será preponderante na definição por parte da ERSE dos parâmetros regulatórios, ao nível dos CAPEX e OPEX de cada atividade regulada, que irão vigorar no novo período regulatório.

No que respeita à referência efetuada às atividades de conversão e à sua relação com a expansão das redes de distribuição, a ERSE reconhecendo a pertinência do comentário do CT, considera que, à luz do que já foi referido na proposta de tarifas e preços para o ano gás de 2014-2015, o enquadramento desta questão muito beneficiaria de uma avaliação integrada, desde logo com o que se refere ao estabelecimento de ligações às redes e ao respetivo regime de partilha de encargos. Tal discussão parece fazer sentido acrescido por ocasião do início de um novo período regulatório e da ponderação de um novo quadro de regras que habitualmente o precede.

¹⁵ CAPEX: Capital Expenditure, que corresponde à remuneração do ativo líquido e à sua amortização.

¹⁶ OPEX: Operational Expenditures, que corresponde aos custos de exploração.

II – ESPECIALIDADE

A – ESPECIFICIDADES DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

A.1 – QUANTIDADES E ESTIMATIVAS

O CA da ERSE toma boa nota e agradece os comentários expressos pelo CT.

A.2 – UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

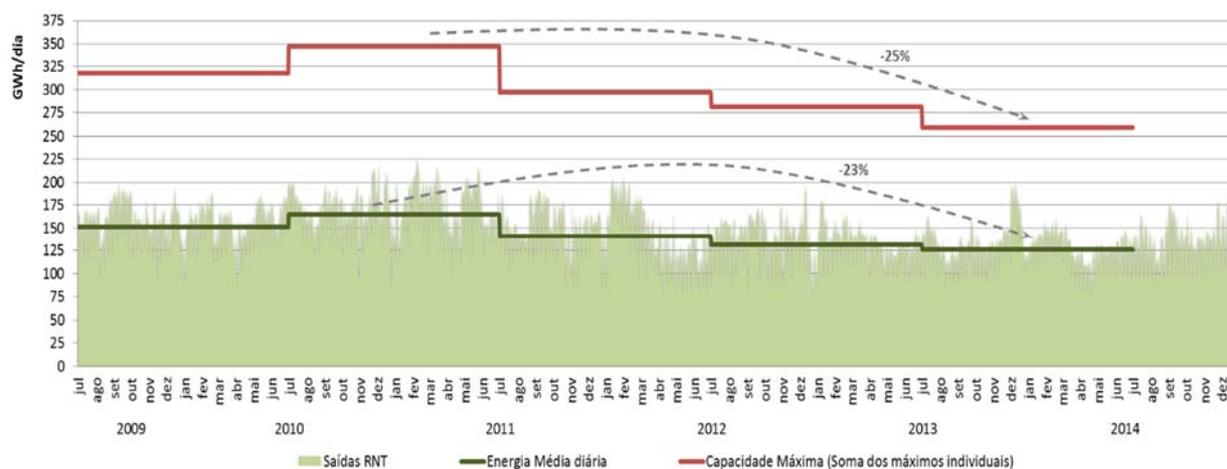
A.2.1 – INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

O CT regista a estabilidade e nível adequado de utilização das infraestruturas de AP, chamando contudo a atenção para o comportamento em baixa da emissão do terminal de Sines e os crescentes níveis de utilização da interligação.

No que se refere ao armazenamento, a análise da evolução da energia diária armazenada resultante da agregação das energias armazenadas, quer na infraestrutura do armazenamento subterrâneo do Carriço, quer na infraestrutura do Terminal de Sines, de 2011 a 2014, revela que os níveis de stock estão a aumentar, apesar da redução observada no consumo de gás natural, apresentada na figura seguinte.

Nesta figura apresenta-se a evolução da energia diária extraída da rede de transporte de gás natural, para o período de julho de 2009 a dezembro de 2014. É identificada a evolução da energia média diária extraída da rede de transporte, para cada ano gás, para o período analisado. Por último apresenta-se a evolução da capacidade máxima das entregas da rede de transporte, para cada ano gás, sendo esta obtida através da agregação dos máximos individuais verificados em cada GRMS de saída da rede de transporte (inclui as saídas para os clientes em Alta Pressão e para os Operadores da Rede de Distribuição interligada). Analisando-se a figura constata-se uma redução muito significativa (-23%) da energia extraída da rede de transporte desde meados de 2010 até ao final de 2014. À semelhança do verificado para a energia extraída da rede de transporte, também a capacidade nas saídas da rede de transporte tem vindo a decrescer de forma ainda mais significativa que a energia. Desde meados de 2010 onde a capacidade física atingiu valores máximos de 350 GWh/dia observou-se até final de 2014 uma redução de -25%.

Evolução da energia diária extraída da rede de transporte de gás natural



Esta redução da procura tem-se refletido numa utilização mais reduzida dos pontos relevantes da entrada e saída da RNT, conforme evidenciado nos quadros seguintes. A análise do rácio entre a capacidade máxima utilizada pelos agentes de mercado e a capacidade máxima técnica nas infraestruturas de entrada na RNT revela que existe capacidade disponível quer na emissão do Terminal de GNL de Sines, quer nas interligações com Espanha.

Rácio entre a capacidade máxima utilizada e a capacidade máxima técnica nas entradas na RNT

	Sines	VIP	AS	Total
2010	97%	78%	89%	53%
2011	89%	75%	97%	56%
2012	84%	68%	96%	50%
2013	78%	65%	99%	47%
2014	49%	69%	90%	44%

Quanto à utilização da capacidade máxima técnica, determinada pelo rácio entre a energia e o produto da capacidade máxima técnica por 365 dias, observam-se utilizações reduzidas nos vários pontos de entrada da RNT.

Utilização da capacidade máxima em valores por unidade

	Sines	VIP	AS	Total
2010	44%	44%	4%	36%
2011	44%	35%	4%	33%
2012	32%	42%	3%	30%
2013	28%	43%	5%	29%
2014	18%	46%	8%	28%

Tomando em consideração os valores apresentados e a incerteza sobre a procura futura de gás natural é aconselhável prudência na realização de novos investimentos nas infraestruturas de Alta Pressão.

B – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Desde o início do processo de liberalização do mercado que a ERSE tem presente a necessidade de garantir a transição de um modelo de comercialização de gás natural regulado, para um modelo de mercado, baseada nos princípios da transparência e da racionalidade económica, que simultaneamente salvaguardem os interesses dos consumidores e assegurem a eficiência da atividade de comercialização de último recurso.

No âmbito da próxima revisão regulamentar, e à semelhança do já ocorrido nos períodos regulatórios anteriores, a ERSE terá em consideração o decréscimo do nível de atividade da comercialização de último recurso, procurando, adicionalmente, acautelar eventuais situações de subsídio cruzada entre operadores/Grupos económicos que exercem cumulativamente a sua atividade nos mercados regulado e liberalizado, através de exercícios de monitorização das operações intragrupo ocorridas. Neste âmbito, a ERSE tem efetuado análises detalhadas aos dossiers de preços de transferências das operações intra-grupos.

Paralelamente, e tal como já foi efetuado para o setor elétrico, por forma a garantir a correta aderência dos custos desta atividade aos parâmetros a definir para o próximo período de regulação, foi já encetado um processo de recolha de informação adicional, através de questionários e outras peças informativas relevantes, a cada um dos CUR, bem como a comercializadores a operar em regime de mercado.

C – MERCADO LIVREDivulgação de informação mercado livre

A ERSE acompanha as referências efetuadas pelo CT relativamente à importância da divulgação de informação sobre o desenvolvimento do mercado retalhista. A ERSE crê também que essa informação

ao mercado deverá ser robusta e credível, para que o seu uso pelos operadores económicos e pelos consumidores possa ser efetivo. De resto, no passado, a ERSE tomou iniciativas no sentido de garantir condições para essa robustez e integridade da informação, permitindo-nos lembrar a auditoria a operadores de rede de distribuição com este propósito.

A ERSE tem o propósito de efetuar a divulgação de informação sobre os desenvolvimentos do mercado retalhista com periodicidade mais frequente que a atual (trimestral), sendo que se aguarda a conclusão da auditoria em curso aos procedimentos de mudança de comercializador para consolidar uma avaliação independente sobre a integridade e robustez da informação remetida à ERSE, a qual serve de base à informação disponibilizada aos consumidores e aos agentes e operadores em mercado.

Tendo presente também a crescente integração dos mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural, patente no número crescente de consumidores em ofertas duais, importa perspetivar a forma de divulgação de informação. Ainda assim, a ERSE, em diversos fóruns, assumiu já que pretende divulgar a informação com periodicidade mensal, desde que a mesma permita a sua divulgação com garantias de integridade e consistência.

No que se refere aos mercados grossistas, a ERSE acompanha também a manifestação de interesse do CT no processo de integração, desse logo à escala ibérica. Com efeito, a ERSE sempre referiu que o desenvolvimento do mercado grossista de gás natural em Portugal muito beneficiará do processo de integração ibérico e europeu, atenta a dimensão relativa do mercado doméstico. A ERSE tem ativamente contribuído, na medida das suas responsabilidades e competências, para este processo, nomeadamente através da cooperação com a entidade reguladora congénere em Espanha e a com a articulação com os eixos de política energética definidos pelo Estado português.

O CT solicita uma maior divulgação de elementos sobre os preços praticados no mercado pelos comercializadores livres, por forma a destacar as reais vantagens económicas da opção pelo mercado livre. O CA da ERSE concorda que a divulgação de informação é fundamental, tendo vindo a disponibilizar na página de internet a informação sobre todas as ofertas dos comercializadores de mercado:

<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/MercadoRetalhista/Paginas/MonitorizacaoRetalhista.aspx>.

Adicionalmente, a ERSE disponibiliza também na sua página de internet simuladores de ofertas comerciais de energia, que permitem aos consumidores de BTN comparar todas as ofertas disponíveis no mercado. Tomando em consideração a relevância da solicitação do CT a ERSE continuará a desenvolver iniciativas de divulgação dos preços praticados no mercado, de modo a contribuir para a capacitação dos consumidores de energia, para a transparência do funcionamento do mercado e consequente descoberta dos preços praticados no mercado retalhista.

MIBGAS

Portugal e Espanha fazem parte, com França, da iniciativa regional de gás do sul da Europa, que conta com a participação dos reguladores, governos, operadores de rede de transporte e demais stakeholders. Esta iniciativa é coordenada pela Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e representa um fórum de discussão e construção do respetivo mercado regional e de integração do mercado interno de energia.

Em cumprimento dos objetivos definidos no Plano de atividades 2011-2014 da Iniciativa Regional do Sul (S-GRI), as entidades reguladoras de Espanha, França e Portugal comprometeram-se a desenvolver diversas iniciativas que contribuam para a integração dos seus mercados de gás natural. De entre estas iniciativas destaca-se a discussão pública, que decorreu até 15 de setembro de 2014, sobre modelos de integração dos mercados de gás natural de Portugal e de Espanha adequados à criação de um mercado organizado de forma a garantir a liquidez e competitividade necessária à região ibérica¹⁷.

No documento de Consulta Pública foram apresentados 3 modelos básicos, a saber: (i) Área de Mercado (*The market area model*); (ii) Mercado regional (*The Trading Region Model*); e (iii) Mercado integrado com alocação implícita de capacidade (*Gas Market integration with implicit allocation of capacity*). O documento apresenta ainda as iniciativas que têm vindo a ser adotadas em ambos os países no sentido de se reduzirem todas as barreiras administrativas que possam criar dificuldades à integração dos dois mercados, entre as quais se destacam: a harmonização das regras de TPA aplicáveis à alocação conjunta e harmonizada de capacidade nas interligações através de um ponto virtual; harmonização de estruturas tarifárias; a implementação antecipada das regras do Código de Rede de CAM, entre outras.

Através da consulta pública, os diversos interessados na criação do MIBGAS foram chamados a apresentar os seus comentários sobre os modelos apresentados, bem como a apresentar as suas sugestões e contribuições para a identificação e resolução de questões que possam dificultar a integração dos mercados de Portugal e Espanha.

Na consulta pública foram recebidas 23 respostas, repartidas da seguinte forma: 9 respostas de comercializadores de energia de Espanha, Portugal e Itália, 5 Gestores Técnicos do Sistema (TSO) de Espanha, França e Portugal, 3 Associações de Consumidores de França e Portugal, 5 Operadores de Mercado, de Espanha, Portugal e 1 Entidade Reguladora (França). O documento de avaliação dos comentários recebidos, elaborado pelos reguladores, assim como todos os comentários podem ser encontrados em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/47_C.aspx.

Os principais resultados da consulta pública foram:

¹⁷ http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/47_C.aspx

- A maioria dos inquiridos concorda com o estudo apresentado e a caracterização dos mercados e concorda com a implementação do modelo de atribuição implícita, como um primeiro passo, na criação do mercado interno de energia.
- A maioria dos inquiridos considera que a integração dos mercados a longo prazo deve ter por objetivo a implementação do modelo da “área de mercado” e, em alternativa, o modelo do “mercado regional”.
- A maioria dos inquiridos solicita a eliminação das tarifas de entrada/saída na interligação (pancaking), identificando este aspeto como uma dificuldade à concretização da integração dos mercados, em qualquer dos modelos.
- Todos os inquiridos identificaram a necessidade de implementação, até 2016, do conjunto dos Códigos Europeus de Rede (Network Code), designadamente, o Código de Alocação de Capacidade (NC CAM), cuja implementação integral deve acontecer até novembro de 2015, e do Código de Balanço (NC Balancing), cuja implementação integral deve acontecer até outubro de 2016.

D – TARIFAS

D.1 – TRAJETÓRIA DE DESVIOS NOS ÚLTIMOS ANOS

O CA da ERSE na elaboração dos seus documentos tem a preocupação de garantir que a informação seja apresentada e os cálculos sejam efetuados de forma tão detalhada quanto possível, identificando as várias parcelas que concorrem para as variações dos proveitos permitidos e dos ajustamentos dos anos anteriores, calculados no âmbito do exercício tarifário em causa. Desta forma, é possível aferir quais as parcelas que dizem respeito aos proveitos próprios de cada operador referentes à atividade do ano, os valores referentes a ajustamentos de anos anteriores e os valores que são recuperados pela atividade, sendo posteriormente transferidos para os operadores aos quais são devidos.

Simultaneamente, desde o ano gás 2014-2015, a apresentação dos proveitos permitidos e dos ajustamentos dos anos anteriores passou a ser efetuada num único documento, 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. No entanto, a melhor divulgação da atuação da ERSE é um processo contínuo que beneficia dos contributos de todos os agentes, pelo que o CA da ERSE agradece os comentários do CT que terá em conta de modo a reforçar a qualidade e a clareza dos seus documentos.

No que diz respeito à evolução dos ajustamentos aos proveitos, importa esclarecer alguns aspetos. Os ajustamentos aos proveitos permitidos resultam da diferença entre a faturação da atividade por aplicação das respetivas tarifas e os proveitos permitidos definitivos da atividade. Esta segunda parcela é uma

parcela relativamente estável, por força das metodologias regulatórias aplicadas, tipicamente, *rate-of-return*¹⁸ no caso do CAPEX e uma regulação por incentivos no caso do OPEX. A primeira parcela depende do nível de procura associada às variáveis de faturação definidas para cada tarifa.

Entre os ajustamentos referentes ao ano de 2013 (valor considerado nos proveitos permitidos a recuperar nas tarifas de 2015-2016) e os referentes a 2014 (cálculo provisório e não considerados nos proveitos a recuperar nas tarifas de 2015-2016), ocorreu uma redução significativa, como é possível observar no quadro 3-6 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural”. Essa redução dever-se-á, entre outros fatores, ao facto de se ter atingido em 2014 um nível de procura de gás natural muito próximo do nível de 2013.

D.2 – TARIFAS

D.2.1 TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

Tarifa de entrada na Rede Nacional de Transporte

No que respeita à questão da transparência na fixação das tarifas de Acesso às Redes e do conceito de capacidade de entrada na rede, a ERSE procedeu em 2010 a uma alteração da tarifa de Uso da Rede de Transporte 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 pela ERSE, é faturada quer nos pontos de entrada na rede de transporte quer nos pontos de saída.

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) e não estão refletidos na tarifa de Acesso às Redes publicada pela ERSE. 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

¹⁸ Esta metodologia consiste na recuperação dos custos com o capital investido, através da aplicação de uma taxa de remuneração aos ativos reconhecidos para efeitos regulatórios.

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.

Com o objetivo de fornecer maior transparência, em linha com o solicitado pelo CT, no capítulo 7 (análise de impactes) do documento “Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2015-2016” passa a ser incluída informação sobre os custos recuperados pelas entradas e pelas saídas, bem como o custo unitário correspondente. De igual modo passam a ser apresentadas de forma desagregada as variáveis tarifárias nas entradas e nas saídas

Desvios UGS

Desde o ano gás 2010-2011 os desvios resultantes dos ajustamentos ao nível da atividade de comercialização para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR são recuperados na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), enquanto os desvios do custo de energia definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados livre e regulados são recuperados na parcela II da tarifa de UGS.

A explicação para os valores a recuperar pela parcela I da tarifa de UGS encontra-se no capítulo 2.6 do documento “*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*”. Os pormenores do cálculo dos valores por cada operador de Comercialização encontram-se nos quadros de ajustamentos de s-2 (ano civil de 2013) constantes dos capítulos 4.7 e 4.8 do referido documento. A título de exemplo, refira-se que o cálculo do ajustamento para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do CURgc, constante do quadro 2-14 do documento “*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*”, no montante de 2 130 milhares de euros, encontra-se detalhado no quadro 4-166 do mesmo documento.

Relativamente aos valores recuperados pela parcela II da tarifa de UGS, definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados livre e regulados, estes encontram-se mencionados no capítulo 2.7 do documento “*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*”, evidenciando-se a sua repartição, por UGSII> e UGSII<, nos quadros 2-15 a 2-17. Os detalhes de cálculo por operador, destes montantes, encontram-se nos quadros de ajustamento de s-2, da função de compra e venda de gás natural, constantes dos capítulos 4.6, 4.7 e 4.8 do supracitado documento.

Tarifas de Acesso às Redes

No que concerne à diferente variação nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição, na proposta de tarifas submetida ao CT a redução tarifária nos segmentos de MP e BP> é ligeiramente superior do que no segmento BP<, - 7,8%, - 8,2% e - 7,3%, respetivamente (ver ponto 7.2.1 do documento de tarifas). Neste ponto é efetuada uma análise de impactes tarifários das tarifas de acesso às redes, por componente tarifária e para cada tipo de fornecimento. É possível verificar que a redução nas tarifas de Acesso às

Redes nos segmentos de MP e BP> é menor do que no segmento BP<, devido a acréscimos diferenciados na tarifa de Uso Global do Sistema aplicável a estes segmentos.

Em dezembro de 2010, após consulta ao CT, a ERSE estabeleceu que a repercussão dos ajustamentos decorrentes de eventos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento dos CUR se efetuasse em seis anos para os clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ e em três anos para os consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³. Esta decisão procurou acautelar impactes tarifários significativos nos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³ e implicou a separação da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN por aplicação da parcela II da tarifa de UGS em dois segmentos: para os consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e para os consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³. Desde esta alteração as tarifas de UGS II> e UGS II< têm tido variações tarifárias diferenciadas, com ajustamentos diferenciados, devido ao diferente ritmo de recuperação dos desvios de energia.

Tomando em atenção a preocupação manifestada pelo CT a ERSE irá avaliar a pertinência de colocar esta matéria a discussão pública na revisão regulamentar que prevê efetuar em 2015, tendo em vista clarificar e simplificar o cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema.

D.2.2 CAPACIDADE DE ENTRADA E TARIFAS FLEXÍVEIS

Tarifas flexíveis

A procura de soluções de flexibilidade, quer para comercializadores de pequena dimensão, quer para consumidores com carácter sazonal, tem sido uma das preocupações da ERSE, de modo a facilitar, por um lado, a entrada de novos agentes no mercado e, por outro lado, novas quantidades de gás natural no sistema, em benefício de todos os consumidores. Como tal, 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 m³. Com estas novas opções flexíveis, a contratação de capacidade passou a poder 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. Em 2009 tinham também sido introduzidas as tarifas de curtas utilizações, que apresentam preços de capacidade utilizada inferiores aos das tarifas de longas utilizações, compensados pela aplicação de preços de energia superiores. A adoção destas tarifas de curtas utilizações, com preços de capacidade mais reduzidos, facilita o acesso às infraestruturas de gás natural, por consumidores com utilizações pontuais ou sazonais.

Para o ano gás 2015-2016 a ERSE atualiza a tarifa de curtas utilizações, dando um maior peso à componente variável da tarifa face à componente fixa, alinhando a componente fixa ao custo incremental de capacidade dos troços periféricos de rede.

Todavia, o CT considera que existe ainda espaço de melhoria, recomendando que a ERSE continue a avaliar a criação de opções tarifárias que garantam, por um lado, a otimização da utilização da rede por parte das diversas tipologias de consumidores e, por outro lado, contribuam para o aumento dos volumes veiculados no sistema. A ERSE partilha desta opinião e toma boa nota da preocupação do CT, equacionando a oportunidade de proceder à sua discussão pública na próxima revisão regulamentar.

Multiplicador intradiário VIP

O CT alerta para o facto de a publicação de um multiplicador intradiário de 2,2 no VIP (Campo Maior e Valença do Minho) criar uma diferenciação no agravamento intradiário na entrada da rede de transporte a partir do terminal de GNL de Sines face à de Campo Maior e Valença do Minho, recomendando a aplicação de tarifários iguais em que todas as entradas de importação. Concorda-se com a argumentação apresentada pelo CT, pelo que se publica para o ano gás 2015-2016 um multiplicador intradiário de 2,4 no VIP, mantendo-se a neutralidade em relação à penalidade prevista no Manual de Procedimentos para o Terminal.

Uma vez que o produto intradiário no VIP já se encontra previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, a publicação deste preço não implica qualquer alteração a este Manual. Na revisão regulamentar que deverá ocorrer em 2015 será discutida a existência de produtos intradiários nos restantes pontos de entrada na RNT, o que poderá implicar a revisão do referido Manual. Quando for introduzido o produto intradiário na entrada a partir do Terminal de GNL, poderá ser considerada a possibilidade de reduzir o multiplicador intradiário agora estabelecido.

Limiares de consumo para aplicação da tarifa de acesso às redes em AP ou em MP

No que concerne os limites a partir dos quais os consumidores podem solicitar disponibilização das tarifas de acesso às redes em AP ou em MP a regra do limiar de consumo foi definida em 2010, com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, já abastecidos em MP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de acesso às redes de distribuição em MP. Com efeito, na ausência da regra estes consumidores fisicamente ligados às redes de gás natural em MP eram incentivados a ligarem-se fisicamente às redes de gás natural em AP, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores. Os investimentos nas redes de distribuição em MP que deixariam de ser utilizados, em resultado da redução da procura em MP, continuariam a ser suportados pelos restantes consumidores de MP e BP, situação impactante nas tarifas de acesso às redes em MP e BP. Adicionalmente, os novos investimentos em AP representariam custos adicionais para os consumidores que optassem pela ligação física em AP. Concluindo, a mesma procura seria satisfeita com maiores custos para todos.

Esta regra veio a ser aperfeiçoada em 2014 na sequência de diversas reclamações sobre o reposicionamento dos clientes industriais em torno dos limiares de consumo para aplicação das tarifas de acesso às redes dos clientes ligados fisicamente em MP.

Assim no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2014-2015”, atendendo à pertinência de se assegurar estabilidade na aplicação das Tarifas de Acesso às Redes em torno do limiar de 50 milhões de m³, definiu-se que, para o apuramento da base para a aplicação das tarifas de acesso às redes em AP e MP fosse considerada uma série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos. Desta forma pretendeu-se considerar um período mais alargado de tempo que acomodasse eventuais variações do ciclo económico dos clientes, assegurando-se a estabilidade na aplicação das Tarifas de Acesso às Redes.

Apesar da documentação de tarifas integrar a respetiva diretiva que publica as tarifas em diário da república, para o ano gás 2015-2016 será integrada na diretiva de tarifas a seguinte disposição: “Na determinação dos consumos anuais de gás natural que servem de base para a aplicação das tarifas de acesso em alta pressão ou média pressão deverá ser considerado um período de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos.”.

Por último, importa clarificar que se concorda com a recomendação do CT sobre a necessidade de reavaliar os limites a partir dos quais os consumidores podem solicitar a aplicação de tarifas de Acesso em AP ou em MP, equacionando-se a discussão desta matéria na próxima revisão regulamentar.

D.2.3 TARIFA SOCIAL E ASECE

O parecer do CT apresenta um conjunto de sugestões sobre questões que são da competência do Governo, nomeadamente a caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento, a implementação de alternativas de financiamento e o mecanismo de atribuição de tarifa social. A ERSE está naturalmente disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes sobre estas e outras matérias que permitam melhorar o funcionamento da tarifa social.

No que respeita os beneficiários da tarifa social, o documento “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2015-2016” inclui informação sobre o número de consumidores que se prevê que venham a usufruir de tarifa social no ano gás 2015-2016, no total de 10 000 clientes, o que representará um financiamento de 195 mil euros. No 1º trimestre de 2015, 6 106 clientes tinham tarifa social, o que representa um acréscimo de 17% face ao número de clientes com tarifa social no 4º trimestre de 2014, 5 203.

No que respeita ao valor de desconto de tarifa social efetivamente concedido, ou seja, o custo ocorrido com o financiamento da tarifa social, o montante total em 2013, com base em valores reais e auditados,

foi de 85 mil euros, conforme apresentado no quadro 3-10 do documento *“Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural”*.

No que concerne a uniformização da Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão no ano gás 2015-2016 esta é alcançada no escalão 2, pelo que todos os consumidores do escalão 2 com tarifa social do CUR observarão os mesmos preços, independentemente do CUR que os forneça. No escalão 1 não será ainda possível ter uniformidade tarifária no ano gás 2015-2016, uma vez que tal implicaria impactes tarifários significativos sobre os clientes. O CA da ERSE considera que o objetivo da uniformidade tarifária deve ser atingido de forma gradual, acautelando impactes tarifários significativos sobre os clientes.

Ainda a respeito da aplicação da tarifa social, importa lembrar que o quadro legal e a expressão regulamentar do mesmo, já obriga os comercializadores a informarem, de forma abrangente e clara, os potenciais beneficiários deste apoio social. Tais obrigações informativas não prejudicam, nem poderiam, o desenvolvimento de estratégias complementares de informação aos consumidores, nas quais se inserem ações de informação dirigida por entidades de segurança social.

Ainda a respeito da prestação de informação, a ERSE colaborou ativamente com as entidades oficiais responsáveis pela campanha informativa sobre a tarifa social, tendo efetuado, de forma continuada e desde a introdução da tarifa social, ações de formação dirigida a entidades que atuam em proximidade aos consumidores, designadamente associações de solidariedade social e instituições do poder local. Sem prejuízo desta atuação, ainda recentemente a ERSE expressou junto do Governo a sugestão de reforço dos mecanismos de articulação das instituições na esfera pública e o envio de informação por estas entidades aos potenciais beneficiários da tarifa social.

O CT menciona ainda as ações inspetivas levadas a cabo pela ERSE, as quais se centraram nos mecanismos de atribuição da tarifa social. Estas ações inspetivas, devidamente inseridas no quadro das atribuições da ERSE, visaram diagnosticar, com total aderência à realidade, as circunstâncias em que foi e é implementada a atribuição da tarifa social nos setores elétrico e do gás natural. As circunstâncias detetadas nas referidas inspeções que objetivamente configuraram eventuais incumprimentos foram objeto de abertura dos respetivos processos sancionatórios, o que, de resto, foi integrado em comunicado publicamente difundido pela ERSE.

A ERSE reitera que o valor das ações inspetivas é o de contribuir ativamente para a melhoria da atuação dos agentes e do próprio processo regulatório, sendo que uma parte significativa das suas implicações se materializa nas atuações no quadro da regulação. A respeito da tarifa social, cabe aqui recordar que a recente adoção de uma ficha contratual padronizada integra já obrigações de informação sobre aquele apoio social, e que, na discussão que habitualmente antecede um novo período regulatório não se deixará de atender ao conjunto de conclusões que as ações inspetivas permitiram.

A ERSE, sublinhando o interesse do CT nesta relevante matéria, reitera o compromisso de que todos estes desenvolvimentos são partilhados com os interessados, no quadro dos mecanismos de transparência que a ERSE segue na tomada de decisão.

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 TOS são suportados pelos consumidores de gás natural de cada Município, sendo a sua cobrança feita através das faturas do fornecimento do gás natural. Este diploma definiu igualmente que compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por 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 nos artigos 152.º e 154.º do Regulamento Tarifário a estrutura geral das TOS e a referida metodologia de cálculo das TOS. Importa clarificar que a referida metodologia não prevê a publicação de tarifas de referência a serem aplicadas pelos operadores de redes, mas sim a estrutura das TOS, publicada anualmente pela ERSE em conjunto com o pacote de tarifas de gás natural. O fator ponderador “F”, que deve ser determinado em função dos montantes pagos aos municípios, bem como da estrutura de consumos do respetivo município, encontra-se estabelecido no artigo 154.º do RT e não no Manual de Repercussão das TOS. O objetivo deste fator “F” é adequar as TOS a aplicar aos clientes de gás existentes em cada Município aos montantes de TOS cobrados por esse Município, sendo mais elevado nos municípios em que os montantes de TOS face à faturação de uso das redes de distribuição são superiores.

No que respeita às auditorias à aplicação das TOS, a ERSE tem procedido à divulgação das mesmas à Associação Nacional de Municípios Portugueses, como instituição representativa dos Municípios que cobra TOS, e à DGEG, no papel de concedente da exploração das redes de distribuição de gás natural.

Em resposta a solicitações do CT a ERSE apresenta também anualmente informação sobre as taxas de ocupação de subsolo que estão a ser praticadas em cada município, informação esta recolhida na página de internet dos vários operadores de redes de distribuição. Desta forma determinam-se os impactes das TOS na fatura dos consumidores, nomeadamente o seu peso na fatura de acesso às redes e na fatura final dos clientes.

No que respeita à estabilidade dos preços das TOS cobrados aos clientes finais, importa referir que a mesma depende não só da metodologia de repercussão definida pela ERSE, mas também do momento da liquidação das TOS efetuada pelos Municípios, dado que a repercussão destes montantes de TOS nos clientes de gás natural só pode ser feita após esta liquidação pelo Município e respetivo pagamento pelos operadores das redes de distribuição.

Tal como solicitado pelo CT, a ERSE continuará a sensibilizar todos os interessados sobre os impactes das TOS nos preços finais pagos pelos consumidores, embora tendo presente as competências legais que lhe estão atribuídas e as responsabilidades de cada um dos intervenientes nesta matéria. No caso particular da prestação de informação aos Municípios, nota-se em particular o disposto no número 6 do MPTOS, que obriga os operadores das redes de distribuição a fornecer a cada Município, que efetue ou que pretenda efetuar cobrança de TOS, os dados que o habilitem a avaliar o impacto dos montantes que pretendem cobrar nos preços a aplicar nas entregas a clientes nesse Município.

F – INVESTIMENTOS

A ERSE concorda com os comentários do CT relativamente à análise de investimentos do SNGN, em particular no que respeita à expansão da RNDGN.

A ERSE relembra que o Relatório de Análise de Investimentos do SNGN, do ano 2015, é publicado numa altura em que decorrem dois processos de grande relevância para a expansão da RNDGN, designadamente:

1. A elaboração dos PDIRD GN, conforme o estabelecido no Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.
2. O concurso por prévia qualificação para atribuição de 25 licenças de distribuição de gás natural, para os 26 concelhos a norte do rio Douro que, presentemente, não estão integrados na concessão da EDP Gás Distribuição e nas licenças de distribuição local da Duriensgás e da Sonorgás.

Tem sido prática da ERSE separar de forma clara os relatórios de análise de investimentos, que visam dar cumprimento ao estabelecido no Capítulo III do RARII, dos processos de elaboração e aprovação dos PDIR GN e PDIRD GN, relativamente aos quais são promovidas consultas públicas e a ERSE torna público o seu parecer. Da mesma forma, a ERSE integra o júri do concurso por prévia qualificação para atribuição de 25 licenças de distribuição de gás natural a norte do Douro, porém, entende dever guardar

as devidas reservas, cabendo ao membro do governo responsável pela área da energia a deliberação sobre o concurso para atribuição das referidas licenças.

Algumas das questões colocadas vão ao encontro desses dois processos, nomeadamente os “impactes tarifários dos investimentos da RNDGN”, os “custos incrementais de cada consumo futuro” e “a avaliação (...) sobre o montante do CAPEX (...) associado ao concurso” por prévia qualificação para atribuição de 25 licenças de distribuição de gás natural a norte do Douro. A ERSE volta a sublinhar que essas questões são tratadas em fórum próprio, manifestando ao CT que as mesmas terão uma resposta adequada a breve prazo.

Outras questões também colocadas pelo CT prendem-se com aspetos relativos à supervisão dos investimentos na RNDGN que, uma vez aprovados os PDIRD GN, passarão a ter um acompanhamento mais próximo por parte da ERSE. Com efeito, apontamos que, nos termos do n.º 12, do Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, compete à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNDGN previstos nos PDIRD GN, tendo os respetivos pareceres um carácter vinculativo.

O CT chama a atenção para a necessidade de ponderar as repercussões dos custos e investimentos com as conversões e reconversões de instalações de consumo. A ERSE efetuou, na fixação das tarifas e preços para 2014-2015, uma redução nos custos de referência aceites na ordem dos 25%, redução esta fundamentada na existência de um quadro pouco fundamentado para a adoção daqueles valores. A informação atualmente existente não permite, ainda, avaliar com rigor quais os reais impactes da redução de custos operada em 2014.

A referida informação será de importância acrescida aquando da discussão, mais abrangente, das condições de estabelecimento de ligações às redes e de partilha dos respetivos encargos entre requisitante e operador de rede. A ERSE tem suscitado o interesse de, no quadro do próximo período regulatório, se efetuar uma discussão abrangente e integrada deste tema, desde logo para que os efeitos de médio e de longo prazo possam ser devidamente ponderados.

G – PROVEITOS PERMITIDOS

G.1 – CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

A não inclusão dos ajustamentos provisórios de 2014 nos proveitos permitidos calculados para determinação das tarifas a vigorar no ano gás 2015-2016, deveu-se ao fato dos mesmos apresentarem o mesmo sinal dos desvios de 2013, estes considerados nos referidos proveitos permitidos, com os

impactes tarifários daí decorrentes. De seguida apresenta-se o quadro que evidencia os valores dos ajustamentos apurados pela ERSE, para as atividades de Alta Pressão¹⁹ e de Distribuição de gás natural, para o ano de 2013 (s-2) e para o ano de 2014 (s-1), no âmbito do cálculo das tarifas para o ano gás 2015-2016:

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamentos aos anos 2012 a 2014		
	2012	2013	2014
Atividades de Alta Pressão	-27 105	-36 078	-22 824
Atividade de Distribuição	-30 122	-13 561	5 260
Total	-57 227	-49 639	-17 564

Refira-se que desvios com sinal negativo significam valores a recuperar pelas empresas, enquanto desvios com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas. O quadro permite constatar que nos últimos três anos, 2012, 2013 e 2014, os desvios correspondem a valores a recuperar pelas empresas, que ascendem a cerca de 57 milhões de euros em 2012, 50 milhões de euros em 2013 e 18 milhões de euros em 2014. Contudo, verificou-se que o valor apurado provisoriamente para o ajustamento de 2014 é significativamente inferior aos verificados nos anos anteriores, reduzindo-se em cerca de 65%, relativamente a 2013. Tal facto é um sinal positivo no sentido de se caminhar para desvios tarifários com menor impacto no cálculo dos proveitos permitidos de cada ano, concorrendo para a desejada estabilidade tarifária.

Importa referir, que a magnitude dos desvios está dependente de alguns fatores não dominados pela ERSE, no momento em que se efetuam as previsões, destacando-se a volatilidade associada à procura de gás natural.

G.2 – 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 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural”, foi o mesmo já adotado em anteriores processos de definição de tarifas quer do setor elétrico, quer do setor do gás natural.

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

¹⁹ Engloba as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo, Transporte e Gestão Técnica e Global do Sistema.

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.

Existem ainda situações em que os auditores interpretam de forma diferente entre si alguns detalhes das normas de informação definidas pela ERSE, o que obriga a harmonizar critérios de tratamento de informação, nem sempre em acordo com a forma como a informação foi disponibilizada.

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 diferente da que por vezes é apresentada nas demonstrações financeiras recebidas.

O facto de a ERSE não incluir no documento "Proveitos Permitidos do ano gás 2015-2016 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 REGULADAS E ENCARGOS DE REDE A CONSTRUIR

O CT refere a necessidade dos preços dos serviços regulados expressamente serem determinados em nível que permita a recuperação dos custos incorridos na prestação de tais serviços. Esta é, de resto, uma posição seguida pelo CT ao longo dos anos gás passados, com expressão nos pareceres respetivos. Esta é também a prática consagrada pela ERSE na avaliação das propostas efetuadas pelas empresas e que é plasmada na respetiva proposta.

No que se refere especificamente aos custos com os serviços de interrupção e restabelecimento, leitura extraordinária e quantia mínima em caso de mora, o CT refere o interesse em que sejam desenvolvidas análises complementares que permitam aferir do equilíbrio dos valores em causa com os custos que originam. A ERSE entende que esta avaliação se deve fazer sem prejuízo da aprovação dos valores propostos, densificando, desde já, a análise que permita abordar por um lado o próximo período regulatório e, por outro lado, a proposta de definição de tarifas e preços para o ano gás de 2016-2017.

A análise atrás mencionada não deixará de verificar o enquadramento que, na questão particular dos custos de interrupção e restabelecimento, se possa efetuar quanto à sua repercussão nos consumidores vulneráveis. Essa ponderação, necessariamente enquadrada na discussão do próximo período regulatório, deve, no entender da ERSE, incluir a discussão sobre os mecanismos de solidariedade na assunção destes custos, a melhor forma de se evitarem comportamentos não desejados e a robustez jurídica das eventuais soluções (em particular se se prever a inibição de interrupções de fornecimento que possam ser legítimas à luz dos contratos de fornecimento e demais enquadramento legal).

Já no que se refere aos encargos com o estabelecimento de ligações às redes, referindo o CT a necessidade de avaliação da aplicação da subregulamentação neste domínio, a ERSE reitera o que já foi no passado e anteriormente neste documento referido, sobre o interesse em se promover uma discussão alargada e integrada do tema, á luz de um novo período regulatório. A ERSE entende que esta é e melhor forma de, por um lado salvaguardar alguma estabilidade regulatória específica, e, por outro lado, efetuar uma avaliação integrada e consistente para o SNGN deste importante tema.

Por fim, no que a conversões e reconversões diz respeito, a ERSE reitera ao CT o que já se mencionou anteriormente acerca do interesse e vontade de, no próximo período regulatório, se efetuar uma aferição integrada dos impactes neste domínio, necessariamente integrando este tema com a revisão da regulamentação aplicável ao estabelecimento de ligações às redes. De resto, o próprio CT menciona o interesse em se ponderarem mecanismos de regulação assimétrica na partilha de encargos de ligação, que assegurem um incentivo aos consumidores que contribuam para a redução dos custos unitários do acesso às redes.

I – MECANISMO DE INCENTIVO ÀS TROCAS REGULADAS DE GNL

O mecanismo de incentivo à existência de trocas reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) foi criado com o objetivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e os agentes de mercado que pretendem atuar no mercado de gás natural. O incentivo justifica-se no contexto da vantagem competitiva daquele agente face a outros agentes de mercado entrantes, de menor dimensão. A existência de um mecanismo como este promove o aparecimento de novos agentes e a concorrência no mercado grossista de gás natural.

Adicionalmente, procura promover uma maior utilização do Terminal de GNL de Sines, o que é importante para a sustentabilidade desta infraestrutura, bem como para o aumento da liquidez e competitividade do mercado livre de gás natural em Portugal, conforme referido pelo Conselho Tarifário.

O CA da ERSE, atento às preocupações expressas pelo CT, ponderará a possibilidade de aperfeiçoar o atual mecanismo de incentivo às trocas reguladas de GNL na próxima revisão regulamentar.