

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO
GÁS 2016-2017
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO
2016-2019**

Junho 2016

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	Principais alterações legislativas e regulamentares	2
0.2	Variações tarifárias	4
0.3	Principais determinantes da evolução dos custos	9
0.4	Proveitos a recuperar nas atividades reguladas do setor do gás natural	14
1	INTRODUÇÃO	21
2	PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE.....	23
2.1	Aspetos relevantes para a determinação dos proveitos permitidos.....	27
2.2	Proveitos permitidos para cada atividade	50
2.2.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	51
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	52
2.2.3	Gestão Técnica Global do SNGN	54
2.2.4	Transporte de gás natural	56
2.2.5	Distribuição de gás natural.....	57
2.2.6	Compra e Venda de gás natural	62
2.2.6.1	Comercializador de último recurso grossista	62
2.2.7	Comercializador de último recurso retalhista	63
2.3	Parâmetros para a definição das tarifas	68
2.4	Compensação e transferências entre entidades reguladas.....	74
2.4.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	74
2.4.2	Transferência dos comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição	76
2.4.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	77
2.4.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP	77
2.4.3.2	Custos com o financiamento da tarifa social do operador da rede de distribuição	78
2.4.4	Compensações e transferências dos comercializadores.....	79
2.4.4.1	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL	83
2.4.4.2	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo.....	84
3	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A VIGORAREM DE 1 DE MAIO A 30 DE JUNHO DE 2016.....	85
3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas	85
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	87
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	91
3.2	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	92

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Índices

3.2.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	92
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	93
3.2.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	93
4	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2016-2017	95
4.1	Tarifas de Acesso às Redes e Infraestruturas de Gás Natural	100
4.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	100
4.1.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL	100
4.1.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL	101
4.1.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL	101
4.1.1.4	Preço de Trocas Reguladas de GNL	102
4.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	104
4.1.3	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural	105
4.1.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	105
4.1.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	107
4.1.4	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural	113
4.1.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	113
4.1.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	115
4.1.4.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	116
4.1.5	Tarifas de Acesso às Redes	121
4.1.5.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	121
4.1.5.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	124
4.1.5.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	126
4.2	Tarifa Social	127
4.2.1	Tarifa Social de Acesso às Redes	129
4.2.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	129
4.3	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	132
4.3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas	133
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	135
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	138
4.3.2	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	139
4.3.2.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	139
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	140
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	140
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	141
4.3.2.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10000 m ³	141

5	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2016-2017	143
5.1	Enquadramento regulamentar	143
5.2	Propostas apresentadas pelas empresas.....	143
5.3	Preços a vigorar no ano gás 2016-2017	144
5.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	145
5.3.2	Encargos com a rede a construir	146
5.3.3	Preço de leitura extraordinária	146
5.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	147
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 m ³ (n)	147
5.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural.....	148
6	CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA	151
7	ANÁLISE DE IMPACTES	155
7.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade	155
7.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	155
7.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	156
7.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	157
7.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	160
7.1.5	Tarifas de Uso da rede de distribuição	161
7.1.6	Tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	162
7.1.7	Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	163
7.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes.....	163
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de Acesso Às Redes	163
7.2.2	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2016-2017	168
7.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	169
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	169
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	174
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	175
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	175
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	176
	ANEXOS	179
	ANEXO I SIGLAS	181
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	185
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”	189

**ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS
2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”..... 193**

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 2016.....	5
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 2016.....	6
Quadro 0-3 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano.....	6
Quadro 0-4 - Variação anual das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais.....	6
Quadro 0-5 - Variação anual das tarifas de acesso às redes.....	7
Quadro 0-6 - Variação anual das tarifas por atividade.....	7
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 2016.....	7
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 2016.....	8
Quadro 0-9 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano.....	8
Quadro 0-10 - Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano.....	8
Quadro 0-11 – Deflatores.....	9
Quadro 0-12 - Custos das infraestruturas de gás natural.....	10
Quadro 0-13 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano 2016-2017.....	11
Quadro 0-14 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas.....	12
Quadro 0-15 – Pressupostos - Taxas de juro para os ajustamentos.....	13
Quadro 0-16 – Pressupostos - Taxas de remuneração dos ativos regulados.....	13
Quadro 0-17 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2016-2017 por atividade.....	15
Quadro 0-18 - Proveitos permitidos para o ano gás 2016-2017 por atividade.....	16
Quadro 0-19 - Transferências dos ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do CUR para a parcela I da UGS.....	17
Quadro 0-20 - Transferências da tarifa social para a parcela I da UGS.....	18
Quadro 0-21 - Transferências do mecanismo de atenuação de ajustamentos do Operador do Terminal de GNL para a parcela I da UGS.....	19
Quadro 0-22 - Transferências do mecanismo de atenuação de ajustamentos da atividade de Armazenamento Subterrâneo para a parcela I da UGS.....	19
Quadro 0-23 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017.....	20
Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural.....	24
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.....	29
Quadro 2-3 - Principais indicadores.....	31
Quadro 2-4 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas.....	31

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

	Índices
Quadro 2-5 - Custos das infraestruturas de gás natural	36
Quadro 2-6 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2016-2017	40
Quadro 2-7 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017	41
Quadro 2-8 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas	42
Quadro 2-9 - Custo de capital para 2014-2017	42
Quadro 2-10 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2016-2017	44
Quadro 2-11 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2016-2017	45
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017	47
Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017	47
Quadro 2-14 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017	48
Quadro 2-15 - Transferências para a parcela I da UGS	48
Quadro 2-16 - Proveitos permitidos Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	52
Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem (atividades concessionada e trespassada)	53
Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem (atividade objeto de trespasso parcial apenas no que se refere à componente de ajustamentos de s-1 e de s-2)	54
Quadro 2-19 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema	55
Quadro 2-20 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural	56
Quadro 2-21 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural	58
Quadro 2-22 - Custos das infraestruturas de gás natural	62
Quadro 2-23 - 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	63
Quadro 2-24 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	64
Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	66
Quadro 2-26 - Parâmetros a vigorar em 2016-2017	68
Quadro 2-27 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2016-2017	71
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2016-2017	72
Quadro 2-29 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema a vigorar no ano gás 2016-2017	72
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2016-2017	72
Quadro 2-31 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2016-2017	73
Quadro 2-32 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2016-2017	74
Quadro 2-33 - Compensação entre os ORD no ano gás 2016-2017	75

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

	Índices
Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2016-2017	75
Quadro 2-35 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2016-2017	76
Quadro 2-36 - Transferências do sobreproveito	77
Quadro 2-37 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2016-2017	77
Quadro 2-38 - Custos previstos para o ano gás 2016-2017, no âmbito da tarifa social.....	78
Quadro 2-39 – Transferências mensais da REN em percentagem	79
Quadro 2-40 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2016-2017	80
Quadro 2-41 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II.....	81
Quadro 2-42 - Transferências UGS I	81
Quadro 2-43 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	82
Quadro 2-44 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG	82
Quadro 2-45 - Transferências mensais da REN em percentagem	83
Quadro 2-46 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Terminal de GNL	84
Quadro 2-47 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo	84
Quadro 3-1 - Fatores de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 1 de maio a 30 de junho de 2016.....	86
Quadro 3-2 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais de 1 de maio a 30 de junho de 2016	87
Quadro 3-3 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	88
Quadro 3-4 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	88
Quadro 3-5 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	88
Quadro 3-6 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal.....	89
Quadro 3-7 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboaagás.....	89
Quadro 3-8 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	89
Quadro 3-9 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	90
Quadro 3-10 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás	90
Quadro 3-11 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	90
Quadro 3-12 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	91
Quadro 3-13 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	91
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	92
Quadro 3-15 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	93
Quadro 3-16 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	93
Quadro 3-17 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	94

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

	Índices
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	96
Quadro 4-2 - Preço de energia do serviço de recepção de GNL.....	100
Quadro 4-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL	101
Quadro 4-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL	101
Quadro 4-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.....	102
Quadro 4-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL	102
Quadro 4-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas	102
Quadro 4-8 - Preço das trocas reguladas de GNL.....	104
Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	104
Quadro 4-10 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	105
Quadro 4-11 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	106
Quadro 4-12 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	106
Quadro 4-13 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	106
Quadro 4-14 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema.....	107
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	109
Quadro 4-16 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	109
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída	110
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AP.....	112
Quadro 4-19 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação diária).....	112
Quadro 4-20 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação mensal).....	113
Quadro 4-21 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação anual).....	113
Quadro 4-22 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	114
Quadro 4-23 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	115
Quadro 4-24 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição	115
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	116
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP	119
Quadro 4-27 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	119
Quadro 4-28 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	119
Quadro 4-29 - Preços da tarifa de URD em BP >	120

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Índices

Quadro 4-30 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	120
Quadro 4-31 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	120
Quadro 4-32 - Preços da tarifa de URD em BP <	121
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 2016-2017 ...	121
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 2016-2017 (opção flexível diária)	122
Quadro 4-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	122
Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	122
Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2016-2017	122
Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível diária)	123
Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	123
Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	123
Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2016-2017	123
Quadro 4-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2016-2017	124
Quadro 4-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	124
Quadro 4-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	124
Quadro 4-45 - 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 2016-2017	125
Quadro 4-46 - 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 2016-2017 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	125
Quadro 4-47 - 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 2016-2017 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	125
Quadro 4-48 - 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 2016-2017	125

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Índices

Quadro 4-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2016-2017	127
Quadro 4-50 – Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural.....	127
Quadro 4-51 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes	129
Quadro 4-52 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	129
Quadro 4-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás	130
Quadro 4-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás	130
Quadro 4-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás	130
Quadro 4-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal	130
Quadro 4-57 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	131
Quadro 4-58 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás	131
Quadro 4-59 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	131
Quadro 4-60 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás	131
Quadro 4-61 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás	132
Quadro 4-62 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	132
Quadro 4-63 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	132
Quadro 4-64 - Fatores de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2016	134
Quadro 4-65 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2016.....	134
Quadro 4-66 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	135
Quadro 4-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	135
Quadro 4-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	135
Quadro 4-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal.....	136
Quadro 4-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	136
Quadro 4-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás	136
Quadro 4-72 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás	137
Quadro 4-73 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás	137
Quadro 4-74 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	137
Quadro 4-75 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	138
Quadro 4-76 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	138
Quadro 4-77 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	139
Quadro 4-78 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	140
Quadro 4-79 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	140
Quadro 4-80 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	141

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Índices

Quadro 4-81 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	141
Quadro 4-82 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	141
Quadro 5-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2016-2017)	145
Quadro 5-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2016-2017)	146
Quadro 5-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2016-2017).....	146
Quadro 5-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2016-2017).....	147
Quadro 5-5 - Valores de referência.....	149
Quadro 6-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por caminhão cisterna.....	151
Quadro 7-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	155
Quadro 7-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	156
Quadro 7-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	157
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	159
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	159
Quadro 7-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	160
Quadro 7-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	161
Quadro 7-8 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	162
Quadro 7-9 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	163
Quadro 7-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	164
Quadro 7-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão	165
Quadro 7-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	165
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	167
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	168
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	175

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses.....	33
Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent entre 1987 e março de 2016.....	34
Figura 2-3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	35
Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil.....	37
Figura 2-5 - Proveitos do setor do gás natural.....	51
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	156
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	157
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	158
Figura 7-4 - Preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	159
Figura 7-5 - Preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	160
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	161
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	161
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	162
Figura 7-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	163
Figura 7-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores	164
Figura 7-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	165
Figura 7-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	166
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	167
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	168
Figura 7-15 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	169
Figura 7-16 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	169
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	170
Figura 7-18 - Estrutura das receitas do setor do gás natural.....	171
Figura 7-19 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão	171
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Electroprodutores	172
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP	172
Figura 7-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP	173

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

	Índices
Figura 7-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>	173
Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<	174
Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais	174
Figura 7-26 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	176
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	177

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2016-2017, e de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a 14 de abril de 2016, 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 2016-2017 e Parâmetros para o período de regulação 2016-2019”. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 16 de maio.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos. Até 15 de junho a ERSE elaborou a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2016-2017 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 são divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do Conselho Tarifário e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2016-2017 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 2016-2019. 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 2016-2017.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 são:

1. Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2016-2017;
2. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural;
3. Parâmetros para o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019;
4. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2016-2017;
5. Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017;
6. Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural;
7. Análise dos investimentos do setor do gás natural.

0.1 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

A adaptação do quadro regulamentar às regras comunitárias por via da aplicação dos Códigos de Rede Europeus e a necessidade de revisão das metodologias de regulação económica das atividades dos operadores no quadro da atual situação do setor de gás natural e dos desenvolvimentos futuros, considerando o início de um novo período regulatório no setor do gás natural, justificaram o lançamento pela ERSE de um processo de revisão regulamentar, onde se incluiu o Regulamento Tarifário, que decorreu entre dezembro de 2015 e abril de 2016.

As principais alterações introduzidas pelo Regulamento Tarifário em vigor, dizem respeito aos seguintes assuntos:

- Introdução de um mecanismo de atenuação do impacto dos ajustamentos ao nível dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo;
- Introdução de regulação por incentivos na atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema;
- Introdução de um mecanismo de atenuação temporária, dos impactes dos ajustamentos nos proveitos unitários das atividades de Transporte de gás natural e de Distribuição de gás natural;
- Introdução de um mecanismo de custos de referência na atividade de Comercialização;
- Introdução de mais flexibilidade na estrutura das tarifas de acesso às redes, contribuindo para uma maior utilização do sistema de gás natural por consumidores com consumos concentrados no tempo;
- Previsão de novos produtos de capacidade e respetivas tarifas nas infraestruturas de alta pressão;
- Introdução de novos escalões de consumo, nos diferentes níveis de pressão, atendendo às sugestões recebidas na consulta pública que concorreram para a resolução das dificuldades em torno do tema relativo à aplicação de tarifas de acesso às redes em Alta Pressão a clientes ligados às redes em Média Pressão.

No que se refere às alterações legislativas com influência no cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas e das tarifas de gás natural para o ano gás 2016-2017, destacam-se as seguintes:

- Portaria n.º 157-B/2015, de 28 de maio - A presente portaria define os parâmetros e os valores previstos no Anexo I do artigo 228.º da Lei n.º 83 -C/2013, de 31 de dezembro, alterada pelas Leis n.ºs 82 -B/2014, de 31 de dezembro e 33/2015, de 27 de abril relativos aos contratos de fornecimento de gás natural com origem na Argélia e na Nigéria.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 56/2015, de 30 de julho – Aprova o Quadro Estratégico para a Política Climática, o Programa Nacional para as Alterações Climáticas e a Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas, determina os valores de redução das emissões

de gases com efeito de estufa para 2020 e 2030 e cria a Comissão Interministerial do Ar e das Alterações Climáticas.

- Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto - Estabelece as percentagens das participações sociais das sociedades na empresa MIBGAS, S. A., sociedade autorizada a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, no âmbito da criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS).
- Diretiva n.º 15/2015, de 9 de outubro – Margens Comerciais dos Agentes de Mercado.
- Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro - Primeira alteração à Portaria n.º 108-A/2015 que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural, entre outros.
- Lei n.º159-C/2015, de 30 de dezembro – Prorrogação de receitas previstas no Orçamento de Estado para 2015. Regula, entre outros, a aplicação do adicional às taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos e da contribuição extraordinária sobre o setor energético, durante o ano 2016.
- Portaria n.º 420-B/2015, de 31 de dezembro - Identifica os produtos petrolíferos e energéticos sujeitos ao adicionamento sobre as emissões de CO (índice 2), aplicável no continente, estabelece o valor da taxa do adicionamento e fixa o valor do adicionamento resultante da aplicação desta taxa aos fatores de adicionamento relativos a cada produto.
- Portaria n.º 24-A/2016, de 11 de fevereiro - Atualiza o valor das taxas unitárias do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos.
- Decreto-Lei n.º 13/2016 - de 09 de março - Estabelece disposições em matéria de segurança de operações de petróleo e gás no *offshore* de petróleo e gás, transpondo a Diretiva n.º 2013/30/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de junho de 2013.
- Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março - Orçamento do Estado para 2016.
- Lei n.º 7-B/2016, de 31 de março - Aprova as Grandes Opções do Plano para 2016 -2019.
- Despacho n.º 5138-B/2016, de 14 de abril, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia - Determina o desconto a aplicar sobre as tarifas de gás natural.
- Regulamento n.º 415/2016, de 29 de abril – Aprova o Regulamento Tarifário do setor do gás natural.

0.2 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2016-2017, 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, 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.º 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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Sumário executivo

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. O Decreto-Lei n.º 15/2015 remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a metodologia de determinação da evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, que veio a ser fixada pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

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 e fundamenta os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, a vigorar entre 1 de maio e 30 de junho de 2016 e das tarifas de gás natural aplicáveis no ano gás 2016-2017.

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 2016, relativamente a julho de 2015, 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 2016

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária maio 2016/julho 2015
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-6,1%

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 2016, relativamente ao período de 1 de maio a 30 de junho de 2016, 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 2016

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária julho 2016/maio 2016
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-13,3%

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 2016, relativamente a julho de 2015, corresponde a um decréscimo de 18,6%.

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 acumulada julho 2016/julho 2015
Baixa Pressão < (consumo ≤ 10 000 m ³ /ano)	-18,6%

As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que vigoram entre 1 de julho de 2016 e 30 de junho de 2017, observam uma variação de -32,5% nos termos da Lei n.º7- A/2016, de 30 de março e do Despacho n.º 5138-B/2016, de 14 de abril.

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

Tarifa social de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária julho 2016/julho 2015
Consumo ≤ 500 m ³ /ano	-32,5%

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 são negociadas 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 2016 e 30 de junho de 2017, relativamente ao período homólogo de 2015-2016, consta do quadro seguinte.

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

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2016-2017/2015-2016
Cientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	-10,6%
Cientes em MP e BP > (> 10 000 m ³)	-29,4%
Cientes em BP < (< 10 000 m ³)	-19,1%

(*) 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 2016-2017/2015-2016
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	4%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-21%
Tarifa de Uso Global do Sistema	3%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-23%

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 2016, relativamente a julho de 2015.

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 2016

Tarifas por atividade	Variação tarifária maio 2016/julho 2015
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-16,6%

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 2016, relativamente ao período de 1 de maio a 30 de junho de 2016.

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 2016

Tarifas por atividade	Variação tarifária julho 2016/maio 2016
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-5,0%

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 2016, relativamente a julho de 2015, corresponde a um decréscimo de 20,8%.

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 acumulada julho 2016/julho 2015
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-20,8%

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 2015-2016.

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 2016-2017/2015-2016
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	-9,9%

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.

0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS

A evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas por aplicação das tarifas é determinada por um conjunto de fatores que podem ou não ser externos às empresas. Por sua vez, os fatores externos às empresas podem ser agrupados consoante sejam ou não independentes das atuações do regulador.

Neste ponto são assim, resumidamente, apresentados os principais determinantes da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas externos às empresas:

- Deflatores do PIB;
- Custos de aquisição de gás natural;
- Procura de gás natural (Balanço de energia);
- Metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração;
- Taxas de juro definidas para os ajustamentos dos proveitos e para a remuneração dos ativos.

Estes pontos são desenvolvidos no capítulo 2, “Pressupostos”, do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural” e no documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, nomeadamente ao desenvolvimento respeitante às metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração.

DEFLATORES DO PIB

No Quadro 0-11 apresentam-se os deflatores utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017.

Quadro 0-11 – Deflatores

Deflator do PIB	- 2014	0,9%
	- 2015	1,9%
	- 2016	1,5%
	- 2017	1,3%

As taxas de inflação adotadas pela ERSE para o deflator do PIB para 2016 (1,5%) e para 2017 (1,3%) são as que constam do documento “European Economic Forecast – Winter 2016” da Comissão Europeia, publicado em fevereiro de 2016.

Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

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 de 4 contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*.

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 custo de aquisição está associado à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos 4 contratos de *take-or-pay*.

Face ao exposto, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos do ano gás 2016-2017 foi de: i) 1,753 cent€/kWh, para 2016 e de ii) 1,753 cent€/kWh, para 2017, 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. 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

	2016/2017
Custo unitário terminal	0,10853
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05529
Custo unitário imob. RE	0,00431
Custo unitário rede transporte	0,02229
Custo unitário (Custos GGN)	0,01165
Custo unitário total	0,20207

Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

BALANÇO DE ENERGIA DO SETOR DO GÁS NATURAL

O balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2016-2017 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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Sumário executivo

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 0-13 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano 2016-2017

		Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	34 662
	1.1 Campo Maior	34 662
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	15 706
	2.1 Injecções RNT	14 230
	2.2 Camião cisterna	1 476
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	845
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	51 213
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	49 737
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	845
	8 Centros electroprodutores	8 271
	9 Clientes industriais em AP	16 696
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 875
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	49 687
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	50
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	48 842
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	23 875
16	16 Redes abastecidas por UAG	708
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	24 583
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	16 963
	19 Clientes em BP	7 577
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	43
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	24 583

METAS DE EFICIÊNCIA DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores¹, e no caso das atividades já reguladas por

¹ Ver documento "Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural" que acompanha estas tarifas.

incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores² de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Com base no trabalho efetuado, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as bases de custos operacionais para 2016, as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2017, 2018 e 2019 e os indutores de custo.

O Quadro 0-14 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

Quadro 0-14 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%
Transporte de gás natural	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%
Distribuição de gás natural	2,0% a 7,0%
Comercialização	2,0%

Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”.

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

TAXAS DE JURO PARA OS AJUSTAMENTOS

Quadro 0-15 – Pressupostos - Taxas de juro para os ajustamentos

		2014	2015
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0,475%	
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0,500%	
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1		0,168%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

A definição do valor do *spread* para s-1 (2015) teve em conta as condições de financiamento das empresas. Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS REGULADOS

Quadro 0-16 – Pressupostos - Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa definitiva 2014	Taxa definitiva 2015	Taxa prevista 2016-2017
Alta Pressão	7,44%	7,35%	5,90%
Média e Baixa Pressão	7,94%	7,85%	6,20%

As taxas de remuneração de 2014 e 2015 dos ativos regulados foram calculadas tendo em conta as metodologias constantes do documento de parâmetros “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016”.

As taxas previstas para 2016-2017 correspondem a uma revisão em baixa das taxas de remuneração dos ativos regulados, adequando-as à realidade económico-financeira atual. As metodologias de cálculo destas taxas encontram-se expressas no documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”.

0.4 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.

Devido a várias circunstâncias 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 0-17 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2016-2017, por atividade.

Observa-se uma diminuição dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso. Para esta tendência contribuíram as opções regulatórias tomadas até à data pela ERSE, que foram reforçadas recentemente com o início de um novo período regulatório a partir do ano gás 2016-2017. Ao nível dos custos de exploração foram revistos os níveis de proveitos permitidos às empresas e as metas de eficiência, refletindo um aumento do grau de exigência em termos de eficiência. Ao nível dos custos de investimento, o novo período regulatório teve igualmente efeitos positivos, ao introduzir uma revisão em baixa das taxas de remuneração dos ativos regulados, adequando-as à realidade económico-financeira atual. Importa igualmente registar um melhor ajustamento entre o nível de investimento e o nível de procura. Assim, tem-se verificado um menor nível de investimento, nas infraestruturas de Alta Pressão, que, em conjunto com a melhor adequação entre o nível de investimentos nas redes de Distribuição e o seu nível de consumo, tiveram reflexo no menor custo de investimentos a recuperar pelas tarifas.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Sumário executivo

Quadro 0-17 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2016-2017 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Proveitos a recuperar Tarifas 2016-2017	Proveitos a recuperar Tarifas 2015-2016
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	[a]	35 951	40 249
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	[b]	19 825	27 828
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	151 545	175 190
Proveitos da atividade de transporte de gás natural		94 119	119 208
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		41 689	36 640
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		15 737	19 343
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural		263 573	351 175
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		15 887	18 172
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		20 683	18 263
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS	[d]	3 978	91
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS		14 920	8 800
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		7 885	9 402
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	[e]	-7 036	602
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-14 390	1 220
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		1 485	1 681
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS	[f]	15 875	461
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		24 120	29 952
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		29 696	38 717
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	[g]	5 575	8 765
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural	[h]	223 036	293 031
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	[i]	21 878	29 753
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		21 878	29 753
Proveitos dos comercializadores de último recurso			
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		8 212	15 839
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		4 007	7 957
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		3 967	7 483
Proveitos da função de Comercialização	[j]	238	400
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		58 589	67 997
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		17 871	21 796
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		32 256	37 235
Proveitos da função de Comercialização	[k]	8 462	8 966
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]+[h]+[i]+[j]+[k]		442 541	565 498

O Quadro 0-18 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Sumário executivo

Quadro 0-18 - Proveitos permitidos para o ano gás 2016-2017 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos Permitidos 2016-2017
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	[a]	48 623
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	[b]	28 337
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	106 376
Proveitos da atividade de transporte de gás natural		92 476
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		13 900
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		0
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	[d]	207 922
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		-3 160
Proveitos do operador de rede de distribuição, no âmbito da tarifa social		818
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		7 036
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-15 875
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		-5 575
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		224 679
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	[e]	23 777
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		23 777
Proveitos dos comercializadores de último recurso		
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m³	[f]	27 660
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		37 766
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		3 967
Proveitos da função de Comercialização		-14 074
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m³	[g]	58 765
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		-2 051
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		32 256
Proveitos da função de Comercialização		28 559
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]		501 460

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-17 resultam de:

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

De seguida são descritas as transferências das parcelas I e II da atividade de UGS que, de um modo geral, procuram acomodar os impactos para a sustentabilidade do sistema decorrentes da extinção das

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

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, 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 necessidade tornou-se 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 0-19 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 2016-2017.

Quadro 0-19 - 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 CURr	5 786
Total	5 786

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, na redação da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016,

que procede à criação da tarifa social de venda de gás natural a clientes finais economicamente vulneráveis.

O Quadro 0-20 apresenta o valor considerado na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema dos custos com o financiamento da tarifa social a recuperar pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, sendo o valor recuperado, posteriormente transferido para os operadores de rede de distribuição.

Quadro 0-20 - Transferências da tarifa social para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Tarifa Social	818
Total	818

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.

Por outro lado, a atividade de Armazenamento Subterrâneo viu nos últimos anos as suas infraestruturas aumentarem de forma significativa com a entrada em exploração de 3 cavidades nos anos de 2009 (REN C5), 2013 (TG C2) e 2014 (REN C6). Estes investimentos tiveram como consequência o aumento do CAPEX desta atividade numa fase em que se verificou uma estagnação/redução da procura de gás natural. Contudo, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural assumem uma importância associada à constituição e manutenção de reservas de segurança, bem como um garante da estabilidade para a gestão do sistema na sua globalidade. Além disso, a integração no mercado Ibérico

aconselha que as infraestruturas nacionais tenham capacidade de concorrerem diretamente com as suas congéneres espanholas sendo necessário proporcionar-lhes condições para o efeito.

Assim, a ERSE introduziu mecanismos que permitem atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos do Terminal de GNL e na atividade de Armazenamento Subterrâneo. Estes mecanismos estão, em cada ano, indexados à variação de proveitos permitidos unitários das respetivas infraestruturas, relativamente aos proveitos permitidos unitários do ano gás t-1, e consistem na socialização de parte dos seus custos, que são recuperados por aplicação da parcela I da tarifa de UGS.

O Quadro 0-21 apresenta os valores transferidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, no âmbito deste mecanismo nas tarifas de 2016-2017.

Quadro 0-21 - 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	12 672
Total	12 672

O Quadro 0-22 apresenta os valores transferidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo, no âmbito deste mecanismo nas tarifas de 2016-2017.

Quadro 0-22 - Transferências do mecanismo de atenuação de ajustamentos da atividade de Armazenamento Subterrâneo 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 Armazenamento Subterrâneo	8 513
Total	8 513

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Sumário executivo

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 da tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso grossista e retalhistas.

No Quadro 0-23 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017.

Quadro 0-23 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CURr	15 483
Total	15 483

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 2016-2017 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 2016-2017 e Parâmetros para o período de regulação 2016-2019”. 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 2016-2017, são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2016-2017 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2014, os estimados para o ano 2015 e os previsionais dos anos de 2016 e de 2017 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 SU, LisboaGás, LisboaGás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, Portgás⁵, 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:

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.

⁵ Desde 4 de maio de 2016 a empresa é denominada por EDP Gás Distribuição, S.A.

-
- No capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2016-2017, bem como a descrição das principais decisões da ERSE que estão subjacentes aos valores obtidos e os respetivos impactes.
 - No capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2016.
 - No capítulo 4, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2016-2017, de acordo com o Regulamento Tarifário.
 - No capítulo 5, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2016-2017, 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 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural”, da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2016-2017”, de “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” e “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural”.

No documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 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 2016-2017”, 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 2016-2017 a 2018-2019” apresenta os parâmetros a aplicar às atividades reguladas por incentivos para o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, 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.

O documento “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural” analisa o desempenho das várias atividades reguladas do sector do gás natural no período compreendido entre 2009 e 2015.

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 2016-2017 a 2018-2019	Recuperação de proveitos
REN Atlântico, SA Operador do Terminal de GNL	Recepção, 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 (apenas em 2016/2017) 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 2% ao ano para a variação dos custos de eletricidade Fator de eficiência de 2% 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 yields das OT	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, 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 3% ao ano para a variação dos custos de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às yields das OT	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
REN Casodutos, 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 3% para a variação dos custos 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 yields das OT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
	Gestão Técnica e Global do SNGN	OPEX Custos eficientes na componente controlável e custos aceites nos restantes 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 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 das atividades de terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo; 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; k) Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas	Fator de eficiência de 2% para a variação dos custos controláveis de exploração Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às yields das OT	Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2016-2017 a 2018-2019	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 2% e 7% 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: <i>pass through</i> de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos decorrentes das parcelas I, II> e II< do uso global do sistema. b) Compensação pela aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema. c) Sobreprojeito 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: <i>pass through</i> de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos pelo uso da rede de transporte. b) Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.		Tarifa de Uso da Rede de Transporte

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2016-2017 a 2018-2019	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 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 2% 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. No caso das empresas de distribuição de gás natural, o ativo foi sujeito a uma reavaliação inicial nos termos dos respetivos contratos de concessão e licenças de distribuição

(1) Beiragás, Lisboagás GDL, Lusitaniagás, EDP Gás Distribuição, Setgás e Tagusgás.

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

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

OPEX = Custos líquidos de exploração

CAPEX = RAB + Amortizações

2.1 ASPETOS RELEVANTES PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2016-2017 para as empresas das atividades reguladas teve por base, para além dos parâmetros fixados para o período regulatório que se inicia neste ano gás 2016-2017, 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

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Proveitos permitidos para cada atividade

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.

Em 14 de dezembro de 2015 a ERSE foi novamente citada, na qualidade de Ré, de nova Ação administrativa especial de pretensão conexa com atos administrativos (processo n.º 2395/15.2BELSB) intentada pelos ORD de gás natural. Nesta ação e relativamente ao ano gás 2015-2016, as Autoras reiteram os pedidos e a causa de pedir apresentados nas restantes ações de impugnação de tarifas que têm vindo a ser intentadas ao longo dos anos. Está agendada para o presente mês de abril a segunda audiência prévia respeitante à ação movida contra a ERSE em novembro de 2010, em que foi pedida a anulação da decisão administrativa que consubstancia a aprovação dos valores das tarifas e preços referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão para o ano gás 2010-2011.

A ERSE contestou todas as ações invocando, com base na lei aplicável, a correção dos seus cálculos e do resultado obtido, pugando 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 2015-2016 com um impacto global entre 114 milhões de euros e 136 milhões de euros, dependendo do cenário adotado.

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 2015-2016		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)	Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%) com variação de -3,5%
	milhares de €	em %		
9,9%	113 965	42,8%	21,5%	17,2%

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

Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2015-2016		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)	Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%) com variação de -3,5%
	milhares de €	em %		
16,0%	135 831	51,0%	25,6%	21,2%

Assim, no primeiro quadro é apresentado um primeiro cenário, em que se considera como inflação o IPC sem habitação no continente, conduzindo a um fator de reavaliação de 9,9%. No segundo cenário, é utilizado um deflator de 2% ao ano para os anos de 2008 ao 1.º semestre de 2015 inclusive, conduzindo a um fator de reavaliação de 16%.

Esta pretensão, para além destes impactes, 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

A evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas por aplicação das tarifas é determinada por um conjunto de fatores que podem ou não ser externos às empresas.

De seguida são assim, resumidamente, apresentados os principais determinantes da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas externos às empresas:

- Deflatores do PIB;
- Custos de aquisição de gás natural;
- Procura;

- Metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração;
- Taxas de juro definidas para a remuneração dos ativos e para os ajustamentos dos proveitos.

– *Deflatores do PIB*

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, para o ano gás 2016-2017 o deflator do PIB mantém-se o indicador escolhido para atualizar os investimentos e os custos e proveitos operacionais, com exceção dos custos de aquisição de gás natural.

O Quadro 2-3 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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-3 - Principais indicadores

Unidade: %

	2015	2016			2017		
	INE	FMI	CE	BP	FMI	CE	BP
Deflador do PIB	1,9	1,5	1,5	-	1,4	1,3	-
Deflador do Consumo Privado	0,7	-	0,7	-	-	1,1	-
IHPC	0,5	0,7	0,7	0,5	2,2	1,1	1,4
Deflador das exportações (bens e serviços)	-1,0	-	-0,4	-	-	1,1	-
Deflador das importações (bens e serviços)	-4,1	-	-2,0	-	-	0,3	-

Fontes: ERSE, Banco de Portugal - "Projeções económicas março 2016", março 2016; FMI - Portugal: *Third Post-Program Monitoring Discussions-Staff Report, April 2016*; 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 2016 como para o ano de 2017, como se esquematiza no Quadro 2-4.

Quadro 2-4 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas

	2016	2017
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,20%	1,30%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,20%	1,30%
Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,20%	1,30%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,30%	1,52%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,20%	1,30%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,20%	1,30%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,20%	1,30%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,20%	1,30%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,20%	1,30%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,20%	1,30%
Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	1,30%	1,52%
REN Armazenagem, S.A.	1,40%	1,40%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1,40%	1,40%
REN Gasodutos, S.A.	1,40%	1,40%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,20%	1,30%
Setgás Comercialização, S.A.	1,20%	1,30%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,40%	1,40%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,20%	1,20%
Transgás, S.A.	1,20%	1,30%

As taxas de inflação adotadas pela ERSE para o deflator do PIB para 2016 (1,5%) e para 2017 (1,3%) são as que constam do documento “European Economic Forecast – Winter 2016” da Comissão Europeia, publicado em fevereiro de 2016.

– *Custo de aquisição do gás natural*

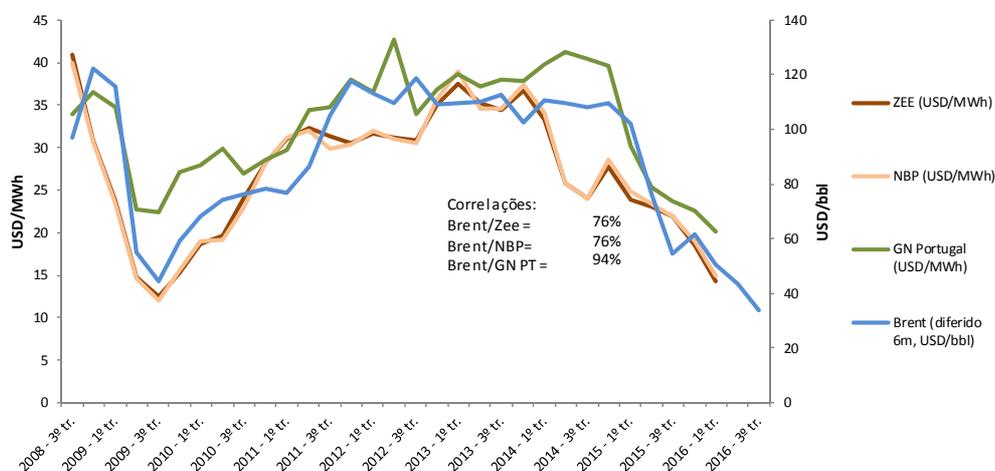
O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento da atividade regulada aos Comercializadores de Último Recurso (CUR) através dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*. O gás natural 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 custo de aquisição de gás natural à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos 4 contratos de *take-or-pay*.

Para poder enquadrar a evolução do preço do gás natural em Portugal e nos mercados internacionais, a Figura 2-1 apresenta a evolução dos preços do gás natural nos mercados *Zeebrugge* e NBP (National Balancing Point), do custo do gás natural em Portugal para os CUR 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 correlações⁶. Verifica-se que a correlação do custo do gás natural em Portugal para os CUR com o petróleo desfasado 6 meses é de 94%, uma correlação bastante elevada. Esta correlação justifica-se pelo facto do preço dos 4 contratos de *take-or-pay* estar indexado ao preço do petróleo ou aos seus derivados com desfasamento entre 6 e 3 meses.

⁶ 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.

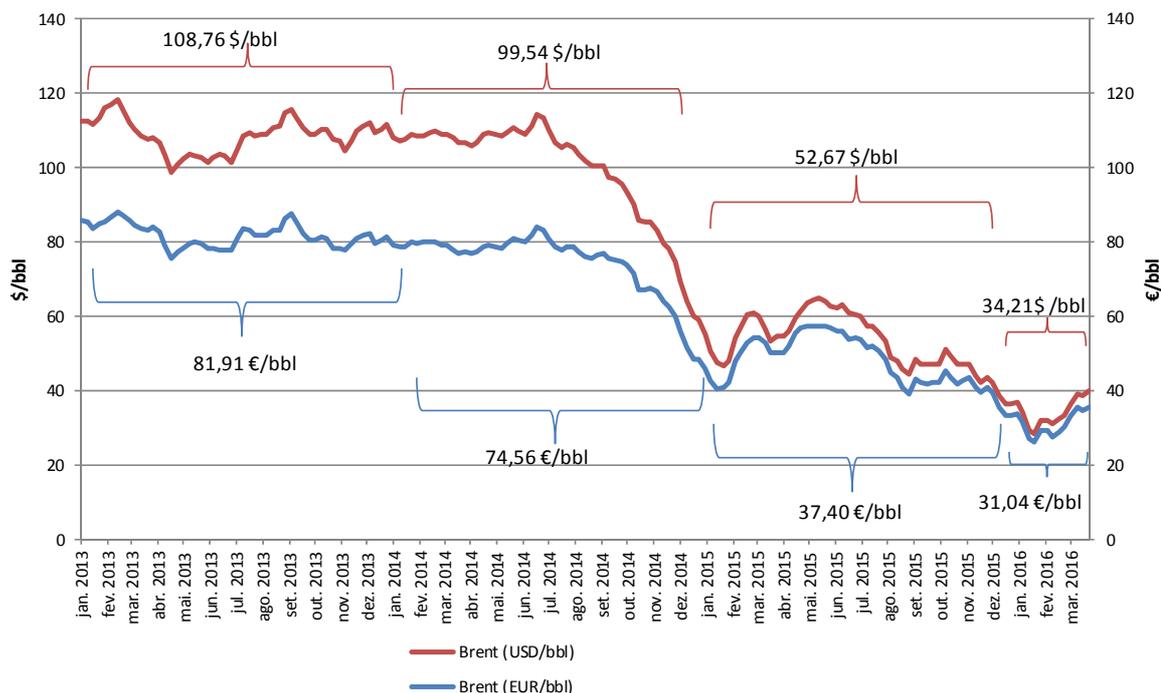
Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses



Fonte: ERSE, Reuters

A evolução do preço do petróleo (USD/bbl) tem sido marcada por uma grande volatilidade, como ilustra o gráfico seguinte para o preço do Brent no período compreendido entre janeiro de 1988 e final de 2015. Após ter atingido um máximo de 141 USD/bbl no início de julho de 2008, o preço do Brent inverteu a sua tendência ascendente, diminuindo até cerca dos 37 USD/bbl no início de 2009. A partir dessa data, o seu preço voltou a subir para atingir 127 USD/bbl em meados de março de 2012 e manteve-se acima dos 100 USD/bbl até ao final do primeiro semestre de 2014. A partir de julho de 2014, o preço do petróleo registou um decréscimo muito acentuado, que se prolongou até finais de janeiro de 2016, tendo o preço atingido um mínimo de 26,9 USD/bbl. Após alguma estabilização nos dois primeiros meses de 2016 das cotações do Brent, ligeiramente acima dos 30 USD/bbl (média de 32 USD/bbl), observou-se uma pequena recuperação do preço do Brent no final desse primeiro trimestre de 2016, para valores próximos dos 40 USD/bbl (média de 39 EUR/bbl em março, com os dados disponíveis à data).

Figura 2-3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros



Fonte: ERSE, Reuters

Face ao exposto, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos do ano gás 2016-2017 foi de: i) 1,753 cent€/kWh, para 2016 e de ii) 1,753 cent€/kWh, para 2017, ambos considerados à saída.

A análise anterior é apresentada com mais detalhe no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2016-2017 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural”.

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 2-5 - Custos das infraestruturas de gás natural

Unidade: cent€/kWh

	2016/2017
Custo unitário terminal	0,10853
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05529
Custo unitário imob. RE	0,00431
Custo unitário rede transporte	0,02229
Custo unitário (Custos GGN)	0,01165
Custo unitário total	0,20207

– *Procura 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 alterou-se nos últimos anos, observando-se uma diminuição substancial do consumo 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.

Nos anos de 2013 e 2014, o consumo de gás natural dos centros electroprodutores ligados à rede de transporte em alta pressão reduziu-se aos mínimos registados desde 2008, tendo este segmento de consumidores representado apenas cerca de 6% do consumo nacional de gás natural no ano gás 2013-2014. No ano gás 2014-2015, o peso dos centros electroprodutores no consumo nacional voltou a crescer, ficando acima de 12%, o que ilustra a grande incerteza associada ao consumo destas instalações.

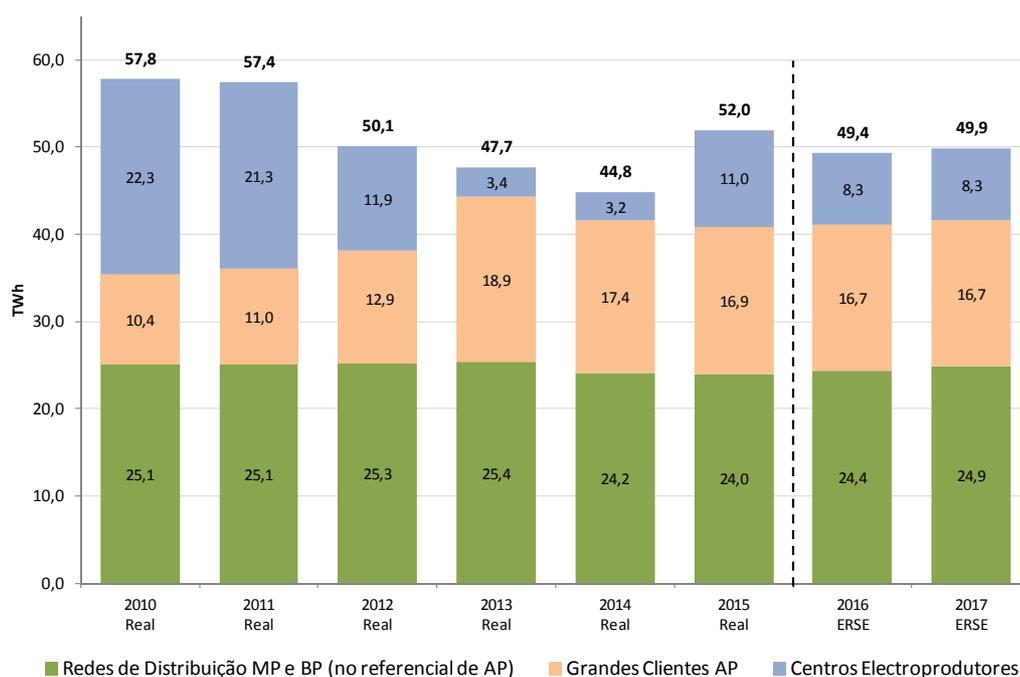
No que respeita ao consumo dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão, atualmente apresentam uma quota de consumo entre 30% e 40% do consumo nacional, enquanto o consumo agregado dos pequenos e médios consumidores, abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, atingiu nos últimos anos uma quota em torno de 50% do consumo nacional.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição é relativamente estável, designadamente em baixa pressão, enquanto o consumo abastecido em alta pressão está concentrado num número reduzido de consumidores e é muito influenciado 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, com o atual *mix* de capacidade electroprodutora instalada, é fortemente influenciada pela produção em regime especial, designadamente a de origem renovável, e pela produção das grandes centrais hídricas, dependente da 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, reequacionando essas previsões no quadro económico e regulatório que se perspetiva, para que sejam consistentes no seu todo.

Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil



A Figura 2-4 ilustra a evolução dos consumos de gás natural em Portugal, incluindo as previsões da ERSE para 2016 e 2017. Esta figura ilustra a forte queda do consumo nacional entre 2011 e 2014 (-22%), justificado pela redução do consumo dos centros electroprodutores, apesar do crescimento verificado no mesmo período no consumo dos grandes clientes em alta pressão. Em 2015, o consumo de gás a nível nacional inverteu esta tendência, tendo registado um crescimento de cerca de 16%, justificado pelo crescimento do consumo dos ciclos combinados de 3 TWh para 11 TWh.

Nas previsões do consumo de gás natural dos centros electroprodutores para os anos de 2016 e 2017, a ERSE assumiu a conjugação de vários fatores que o condicionam, designadamente: (i) as quantidades contratuais estipuladas no AGC da central da Turbogás e os aditamentos a que tem sido sujeito; (ii) um *mix* de produção elétrica de um ano médio em termos de hidraulicidade e de eolicidade, num cenário de crescimento moderado do consumo de energia elétrica; (iii) o custo variável de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural deverá manter-se acima do custo variável das centrais a carvão, não sendo expectável uma inversão da ordem de mérito destas tecnologias, tendo em conta os preços atuais e futuros do carvão, do gás natural 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 relevantes para o nível de consumo deste segmento e com a manutenção de um regime quase permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir que os consumos semestrais em 2016 e 2017 deverão manter-se no nível previsto pela REN para o ano 2015, 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 GNL⁷. Neste quadro, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2016-2017, exceto no caso da Sonorgás. Para esta empresa, as previsões de procura associada aos novos polos de consumo foram revistas em baixa pela ERSE, de modo a incluir o consumo e pontos de abastecimento relativos apenas às novas licenças de distribuição de gás natural efetivamente atribuídas à Sonorgás (18 polos, até à presente data). Adicionalmente, dada a incerteza sobre a concretização das redes de distribuição que abastecem estes 18 novos polos de consumo durante o ano gás 2016-2017, a ERSE considerou também um diferimento de cerca de um ano no início dos consumos destes novos polos e a sua adequação a dados à sua disposição, para além da previsão da empresa.

Na atividade de comercialização de último recurso retalhista (CUR), 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. A Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, alterou o calendário de extinção das tarifas transitórias do gás natural, permitindo o fornecimento pelos comercializadores de último recurso até 31 de dezembro de 2017, o que se adequa ao atual ritmo de liberalização do mercado retalhista de gás natural. Neste contexto, a ERSE assumiu as previsões de procura para os segmentos

⁷ 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.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Proveitos permitidos para cada atividade

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 2016-2017 que esteve na base da definição dos proveitos permitidos e tarifas dos vários operadores é apresentado no Quadro 2-6 evidenciando os fluxos de energia no Sistema Nacional de Gás Natural.

Nos documentos “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2016-2017” e “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2016-2017 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural”, encontram-se explicações mais detalhadas dos pressupostos e metodologia subjacentes à elaboração deste balanço de gás natural.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-6 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2016-2017

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	34 662
	1.1 Campo Maior	34 662
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	15 706
	2.1 Injecções RNT	14 230
	2.2 Camião cisterna	1 476
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	845
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	51 213
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	49 737
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	845
	8 Centros electroprodutores	8 271
	9 Clientes industriais em AP	16 696
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 875
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	49 687
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	50
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	48 842
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	23 875
16	16 Redes abastecidas por UAG	708
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	24 583
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	16 963
	19 Clientes em BP	7 577
	19.1 Clientes em BP>	3 686
	19.2 Clientes em BP<	3 891
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	43
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	24 583

– *Taxas de juro dos ajustamentos*

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 2-7 - Taxas e spreads aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás
2016-2017**

		2014	2015
Deflator do PIB		0,920%	1,937%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0,475%	
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0,500%	
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1		0,168%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

A definição do valor do *spread* para s-1 (2015) teve em conta as condições de financiamento das empresas. Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

– *Metas de eficiência, taxas de remuneração e outros parâmetros*

Para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores⁸, por forma a avaliar a adequação das metodologias regulatórias aplicadas face aos objetivos regulatórios existentes. No caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os parâmetros regulatórios (indutores⁹ de custos, base de custos¹⁰, peso dos custos fixos e variáveis e metas de eficiência), atualmente definidos e a evolução dos custos reais para determinação de indutores mais adequados. Procedeu-se, igualmente, a base de custos corresponde ao nível de proveitos permitidos associados aos OPEX

Com base no trabalho efetuado, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as bases de custos operacionais para 2016, as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2017, 2018 e 2019 e os indutores de custo. Para as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, e de

⁸ Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural” que acompanha estas tarifas.

⁹ Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

¹⁰ Corresponde ao nível de proveitos permitidos associados aos custos de exploração.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Proveitos permitidos para cada atividade

Armazenamento Subterrâneo foram definidos os parâmetros que limitam os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL e das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo, âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários na atividade de Armazenamento Subterrâneo. 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 2016-2017. Na atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema, alargou-se parcialmente a regulação por incentivos que passa a incidir na componente de custos intragrupo.

O Quadro 2-8 resume as metas de eficiência a aplicar aos custos de exploração das atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

Quadro 2-8 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência
Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%
Transporte de gás natural	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%
Distribuição de gás natural	2,0% a 7,0%
Comercialização	2,0%

As taxas de remuneração de 2014 e 2015 dos ativos regulados foram calculadas tendo em conta as metodologias constantes do documento de parâmetros: “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016”.

Quadro 2-9 - Custo de capital para 2014-2017

	Taxa definitiva 2014	Taxa definitiva 2015	Taxa prevista 2016-2017
Alta Pressão	7,44%	7,35%	5,90%
Média e Baixa Pressão	7,94%	7,85%	6,20%

As taxas de remuneração previstas para 2016 e 2017 foram calculadas tendo em conta a metodologia expressa no documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a

2018-2019”, sendo estas taxas iguais a 6,20% na média e baixa pressão e a 5,90% na alta pressão. Estas taxas correspondem a uma revisão em baixa das taxas de remuneração dos ativos regulados, adequando-as à realidade económico-financeira atual.

O documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” apresenta em detalhe os cálculos, e respetivas justificações, para as metas de eficiência a aplicar aos custos de exploração das atividades reguladas, para as taxas de remuneração dos ativos regulados, assim como para os restantes parâmetros definidos para o atual período de regulação.

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

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

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

Nesta perspetiva, a ERSE introduziu no ano gás 2013-2014, um mecanismo que permite atenuar o impacte dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos do Terminal de GNL. Este mecanismo está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL, que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGS I. O Quadro 2-10 apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2016-2017.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-10 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2016-2017

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos permitidos 2016-2017
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	48 623
b	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	14 220
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	42 124
d	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	14 437
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.	-0,09
(((a/b)/(c/d))-(1+e))*a	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	12 672

A atividade de Armazenamento Subterrâneo viu nos últimos anos as suas infraestruturas aumentarem de forma significativa com a entrada em exploração de 3 cavidades nos anos de 2009 (REN C5), 2013 (TG C2) e 2014 (REN C6). Estes investimentos tiveram como consequência o aumento do CAPEX desta atividade numa fase em que se verificou uma estagnação/redução da procura de gás natural. Contudo, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural assumem uma importância associada à constituição e manutenção de reservas de segurança, bem como um garante da estabilidade para a gestão do sistema na sua globalidade.

Visto estar integrado no mercado Ibérico de gás natural, o SNGN vê as suas infraestruturas competirem com infraestruturas semelhantes em Espanha, onde não existe uma correspondência direta entre os custos das infraestruturas de armazenamento e as respetivas tarifas. Assim, é desejável que as infraestruturas nacionais se regem por princípios regulatórios que não ponham em risco a sua sustentabilidade.

Com o objetivo de diminuir o impacte dos ajustamentos nas tarifas da atividade de armazenamento de gás natural a ERSE implementou neste ano gás 2016-2017, um mecanismo de socialização de custos, semelhante ao já implementado para o Terminal de GNL, que permite controlar os proveitos unitários a recuperar pela tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

O Quadro 2-11 apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2016-2017.

**Quadro 2-11 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de
Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2016-2017**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2016-2017
a	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano gás t	28 337
b	Quantidades médias de gás natural previstas armazenar, no ano gás t (GWh/dia)	1 630
c	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t-1	27 828
d	Quantidades médias de gás natural estimadas armazenar, no ano gás t-1 (GWh/dia)	2 357
e	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação da tarifa de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, e que tome em consideração as principais variáveis de mercado e o equilíbrio do SNGN.	0,173
$\frac{((a/b)/(c/d))}{(1+e)} \times a$	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	8 513

No documento “Proveitos Permitidos do ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural” é desenvolvido o racional subjacente à definição destes dois mecanismos.

SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

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 da tarifa de Energia de modo a, 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. 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.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Proveitos permitidos para cada atividade

Sublinhe-se que os desvios de energia não extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento dos CUR ocorridos posteriormente ao ano gás 2010-2011 são repercutidos na parcela II da tarifa de UGS dos ORT 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 2014-2015, visto 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 impacto 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 a 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.

Questionada a Autoridade Tributária, até à data a ERSE não tem qualquer informação sobre a liquidação e o pagamento da primeira prestação dos montantes da CESE que incide sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, nos termos do regime aprovado pelo artigo.º 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro prorrogado pelo art.º 237.º da Lei n.º 82-B/2014, de 31 de Dezembro e pelo n.º 1 do artigo 6º da Lei nº 159-C/2015, de 30 de dezembro.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Neste sentido, e no cumprimento do estabelecido no artigo 13º da Lei nº 83-C/2013, de 31 de dezembro, na redação da Lei nº 33/2015, de 27 de abril, a ERSE cativou os montantes relativos ao montante total em dívida dos ajustamentos extraordinários da atividade de compra de venda de gás natural, a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS, que, no seu total, corresponde a cerca de 66 milhões de euros. 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 2016-2017.

Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CURr	15 483
Total	15 483

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 2016-2017, 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 2016-2017

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II _≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	1 461
Total	1 461

Quadro 2-14 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	14 022
Total	14 022

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, 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 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 CURr	5 786
Total	5 786

TRANSFERÊNCIAS DE FORNECIMENTO DE MP PARA AP

A ERSE introduziu, no início do período regulatório 2010-2011 a 2012-2013, 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, estando previsto no n.º 4 do Artigo 78.º do Regulamento Tarifário.

Nas tarifas do ano gás 2016-2017 está contemplada esta situação, cujo montante ascende a 1 643 milhares de euros.

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 o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na redação da Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, 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 2016-2017, incorporam na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema os custos com o financiamento da tarifa social a recuperar pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. O valor recuperado é devido ao operador de rede de distribuição devendo ser transferido nos moldes definidos no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

2.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE

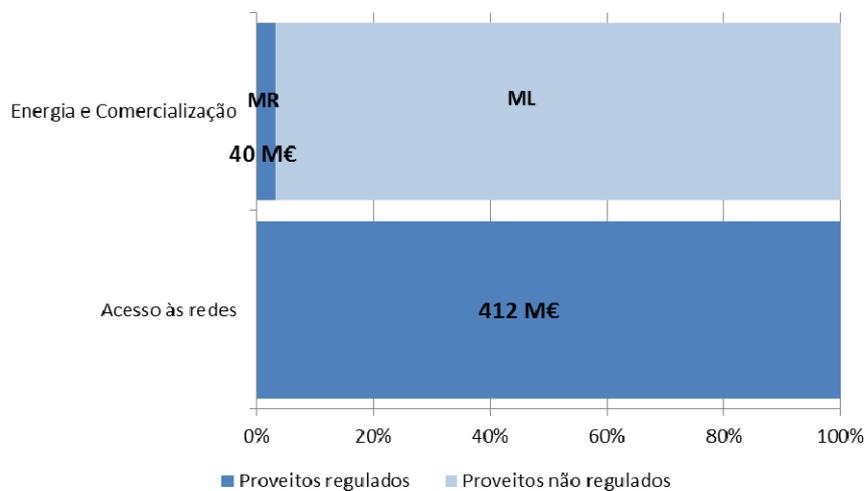
Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2016-2017, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

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 2-5 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 1 596¹¹ milhões de euros.

¹¹ Valor estimado tendo por base os custos regulados do ano gás 2016-2017.

Figura 2-5 - Proveitos do setor do gás natural



No documento “Proveitos Permitidos do ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural” encontra-se uma justificação detalhada do cálculo dos proveitos, sendo os valores desagregados por empresa.

2.2.1 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Apresenta-se no Quadro 2-16 a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2016-2017 e os do ano gás 2015-2016. Observa-se um incremento dos proveitos permitidos para esta atividade, principalmente devido ao incremento do valor dos ajustamentos a recuperar pelo operador do terminal de GNL.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2015-2016	Proveitos permitidos 2016-2017	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	32 693	33 118	425	1,3%
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	6 627	6 977	350	5,3%
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	3 344	4 633	1 289	38,5%
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)	0,092369	0,080602	-0,011767	-12,7%
3	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	14 437	14 220	-217	-1,5%
4	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIPI (€/kWh)	0	0,043976	-0,002102	-4,6%
5	Consumo de energia ativa (MWh)	25 986	27 249	1 263	4,9%
6	Custos de energia com acesso às redes	750	0	-750	-100,0%
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 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	-7 694	-7 694	-
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	-2 803	-834	1 969	-70,2%
$j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i$	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	42 124	48 623	6 500	15,4%
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 I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	1 875	12 672	10 797	575,8%
l=j-k	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	40 249	35 951	-4 298	-10,7%

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 trespassada da Transgás Armazenagem ao abrigo do contrato de trespasso 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 REN Armazenagem para o ano

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

gás de 2016-2017 (vertentes concessionada e trespasada) e para do ano gás 2015-2016 (vertente concessionada). O incremento dos proveitos permitidos decorre da integração da atividade parcialmente trespasada da Transgás Armazenagem.

Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem (atividades concessionada e trespasada)

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2015-2016	Proveitos permitidos 2016-2017	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	4 068	5 928	1 860	45,7%
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	129 534	197 951	68 417	52,8%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	7,44%	5,90%	-1,54%	-20,7%
d=1+2*3+4*5	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	2 617	2 989	372	14,2%
1	<i>Componente fixa (10³€)</i>	1 824	2 486	663	36,3%
2	<i>Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)</i>	0,127791	0,243176	0,115385	90,3%
3	<i>Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)</i>	0,244237		-0,244237	-100,0%
4	<i>Energia extraída/injetada (GWh)</i>	1 514	1 745	231	15,3%
5	<i>Capacidade de armazenamento (GWh)</i>	2 455	0	-2 455	-100,0%
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	203	171	-32	-15,7%
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	-4 207	-4 207	-
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-2 399	-1 451	949	-39,5%
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	18 519	26 082	7 562	40,8%
o	Desvios positivos ou negativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, 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	0	8 513	8 513	-
p=n-o	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	18 519	17 569	-950	-5,1%

O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos da REN Armazenagem, vertente objeto de trespasse parcial para o ano gás de 2016-2017 e os do ano gás 2015-2016 no que se refere aos ajustamentos dos anos anteriores (estes no âmbito da atividade então desenvolvida pela Transgás Armazenagem). O acordo de trespasse parcial contemplou que a REN Armazenagem terá direito ao

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

recebimento dos ajustamentos dos anos de 2014 e do primeiro semestre de 2015, referentes à atividade então desenvolvida pela Transgás Armazenagem.

Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem (atividade objeto de trespasse parcial apenas no que se refere à componente de ajustamentos de s-1 e de s-2)

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2015-2016	Proveitos permitidos 2016-2017	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	1 442			
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	66 805			
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	7,4%			
d=1+2*3	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	892			
1	<i>Componente fixa (103€)</i>	625			
2	<i>Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)</i>	0,198612			
3	<i>Capacidade de armazenamento (GWh)</i>	1 346			
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	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			
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0			
h	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0			
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0			
j	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0			
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0			
l	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	0	-2 877	-2 877	-
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-2 004	621	2 625	-131,0%
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	9 309	2 256	-7 053	-75,8%

2.2.3 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-19 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2016-2017 da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema e os do ano gás 2015-2016. A diminuição dos proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do SNGN associados à parcela I da tarifa de UGS de corre principalmente da diminuição do ajustamento definido para efeitos do equilíbrio económico-financeiro dos CUR. Em contrapartida observa-se um incremento dos proveitos a recuperar devido aos mecanismos de atenuação dos ajustamentos das atividades do Terminal de GNL e do Armazenamento Subterrâneo.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-19 - 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+K	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	34 765	20 504	-14 261	-41,0%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	12 899	12 440	-460	-3,6%
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participado	2 802	2 867	65	2,3%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	28 633	26 780	-1 853	-6,5%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	7,44%	5,90%	-1,54%	-20,7%
4	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	0	1 072	1 072	-
5	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	4 705	3 701	-1 003	-21,3%
6	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	3 262	3 358	96	2,9%
7	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	0	139	139	-
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	2 130	0	-2 130	-100,0%
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	16 043	5 786	-10 258	-63,9%
H	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	-99	818	917	-925,2%
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	1 055	1 055	-
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	-3 791	-3 176	616	-16,2%
K	Compensação por desvios de faturação	0	-660	-660	-
L=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	34 765	20 504	-14 261	-41%
M	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	12 672	10 797	576%
N	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	0	8 513	8 513	-
O=L+M+N	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	36 640	41 689	5 049	14%
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.	19 089	15 483	-3 605	-19%
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	254	254	0	0%
P=8+9+10	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	19 343	15 737	-3 605	-19%
11	Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas	0	0	0	-
Q=11	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN	0	0	0	-
R=O+P+Q	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	55 983	57 426	1 443	3%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

2.2.4 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2016-2017 da atividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2015-2016. Face ao ano anterior, os proveitos permitidos associados aos custos de exploração e aos investimentos diminuem, assim como o valor dos ajustamentos a recuperar pelo ORT. Estes efeitos contribuem para uma diminuição significativa do valor global dos proveitos permitidos.

Quadro 2-20 - 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	26 307	26 668	361	1,4%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações	670 715	652 587	-18 129	-2,7%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	7,44%	5,90%	-1,54%	-20,7%
4=a+b*e+c*f+d*g+h+i	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	18 731	17 574	-1 157	-6,2%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	6 880	8 232	1 352	19,6%
b	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (103€/GRMS)	43,4360	0,0000	-43,4360	-100,0%
c	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (103€/kms)	2,783953	0,000000	-2,783953	-1,000000
d	Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (103€/GWh/dia)	2,323628	22,554960	20,231333	8,706788
e	GRMS fim ano civil	87	0	-87	-100,0%
f	Kms gasodutos fim ano civil	1 375	0	-1 375	-100,0%
g	Capacidade utilizada-óptica comercial	259	244	-14	-5,5%
h	Custo de transporte por rodovia de GNL	2 850	3 022	172	6,0%
i	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	792	808	16	2,0%
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	820	808	-12	-1,5%
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	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0	0	0	-
9	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0	0	0	-
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0	0	0	-
11	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0	0	0	-
12	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	0	7 749	7 749	-
13	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-25 081	-18 288	6 792	-27,1%
A=1+2*3+4-5+6-7*(8+9)*(10+11)-12-13	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	119 208	92 476	-26 732	-22,4%
B	Diferencial de custos em IMP no âmbito de fornecimentos em AP previstos para o ano gás t	0	1 643	1 643	-
C=A+B	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	119 208	94 119	-25 089	-21,0%

2.2.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás 2016-2017 da atividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2015-2016. Três fatores explicam em grande medida a diminuição observada nos proveitos permitidos: o fim da reposição da neutralidade financeira, a diminuição dos proveitos permitidos associados aos custos de investimento e, finalmente, a diminuição do valor dos ajustamentos a recuperar pelos ORD.

Os quadros referentes aos proveitos a recuperar pelos operadores de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte são apresentados no Documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

Quadro 2-21 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Beiragás					Dianagás					Duriensagás				
		Tarifas	Tarifas	2016	2017	Variação %	Tarifas	Tarifas	2016	2017	Variação %	Tarifas	Tarifas	2016	2017	Variação %
		2015-2016	2016-2017			14-15/15-16	2015-2016	2016-2017			14-15/15-16	2015-2016	2016-2017			14-15/15-16
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	6 527	5 565	5 565	5 566	-15%	1 418	1 297	1 305	1 290	-8%	4 385	3 793	3 820	3 766	-13%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	1 778	1 916	1 900	1 932		540	616	618	613		1 796	1 867	1 862	1 873	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1	59 809	58 860	59 110	58 610		11 053	10 997	11 073	10 921		32 595	31 058	31 575	30 540	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	7,94%	6,20%	6,20%	6,20%		8%	6%	6%	6%		0	0	0	0	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 875	3 612	3 631	3 592	-7%	1 368	1 361	1 360	1 362	-1%	1 837	1 838	1 851	1 825	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	1 160	0				51	0				-281	0			-100%
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	11 562	9 177			-21%	2 837	2 659			-6%	5 942	5 631	5 671	5 591	-5%
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	336				0	-351			0	494				
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	-3 350	-836				-468	-303			-1 365	-353				
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	14 912	9 676			-35%	3 305	3 313			0%	7 306	5 490			-25%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

		Lisboagás					Lusitaniagás					Mediagás				
		Tarifas	Tarifas	2016	2017	Variação %	Tarifas	Tarifas	2016	2017	Variação %	Tarifas	Tarifas	2016	2017	Variação %
		2015-2016	2016-2017			15/16-16/17	2015-2016	2016-2017			15/16-16/17	2015-2016	2016-2017			15/16-16/17
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	56 152	46 677	46 749	46 606	-17%	28 590	23 654	23 662	23 646	-17%	2 237	1 959	1 978	1 939	-12%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	14 959	15 506	15 212	15 801		6 641	6 794	6 715	6 874		905	938	945	931	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1	518 725	502 756	508 654	496 859		276 395	271 922	273 334	270 511		16 769	16 464	16 665	16 263	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	8%	6%	6%	6%		8%	6%	6%	6%		8%	6%	6%	6%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	27 146	27 044	27 195	26 892	0%	9 001	9 024	9 048	8 999	0%	1 051	1 064	1 066	1 062	1%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	11 083	0			-100%	1 903	0			-100%	-41	0			-100%
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	94 381	73 721			-22%	39 495	32 677	32 710	32 645	-17%	3 247	3 022	3 044	3 001	-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	0	0					1 187								
G	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	-181				0	-3 473			0	-223				
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	-16 475	-1 703				-3 734	1 172			-846	-202				
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	110 856	75 605			-32%	43 229	33 791			-22%	4 093	3 447			-16%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

		Paxgás					Portgás					Setgás				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2015-2016	2016-2017	2016	2017	15/16-16/17	2015-2016	2016-2017	2016	2017	15/16-16/17	2015-2016	2016-2017	2016	2017	15/16-16/17
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	738	642	646	637	-13%	47 392	41 601	41 131	42 071	-12%	15 873	12 843	12 934	12 753	-19%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	279	301	299	302		11 793	13 570	13 332	13 807		3 735	3 458	3 522	3 394	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	5 784	5 498	5 588	5 409		448 282	452 115	448 368	455 862		152 846	151 379	151 809	150 950	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	8%	6%	6%	6%		8%	6%	6%	6%		8%	6%	6%	6%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	463	449	451	448	-3%	11 751	12 281	12 163	12 400	5%	5 967	6 039	6 039	6 039	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	30	0			-100%	5 254	0			-100%	1 214	0			-100%
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	1 231	1 091	1 097	1 085	-11%	64 397	53 882	53 294	54 470	-16%	23 055	18 883	18 973	18 792	-18%
F	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s							158					297			
G	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	19				0	-2 321			0	-155				
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	-233	-28				5 698	5 665			-2 577	-817				
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	1 464	1 100			-25%	58 699	50 380			-14%	25 632	19 558			-24%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2015-2016	2016-2017	2016	2017	15/16-16/17	2015-2016	2016-2017	2016	2017	15/16-16/17	2015-2016	2016-2017	2016	2017	15/16-16/17
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	5 876	5 466	4 975	5 956	-7%	8 939	7 355	7 294	7 416	-18%	178 127	150 851	150 057	151 645	-15%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos <i>s</i> e <i>s</i> +1	2 436	2 770	2 518	3 023		2 413	2 217	2 181	2 253		47 276	49 953	49 104	50 802	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD <i>k</i> líquido de amortizações e participações, previstos para os anos <i>s</i> e <i>s</i> +1	43 317	43 471	39 636	47 306		82 181	82 872	82 468	83 275		1 647 756	1 627 394	1 628 282	1 626 506	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	8%	6,20%	6%	6,20%		8%	6%	6%	6%		8%	6%	6%	6%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 877	3 722	3 725	3 719	-4%	3 312	3 494	3 505	3 482	5%	69 649	69 928	70 036	69 820	0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos <i>s</i> e <i>s</i> +1 de acordo com o PPDA	0					0					0	0			
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	563	0			-100%	544	0			-100%	21 481	0			-100%
E=A+B+C+D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, previstos para o ano <i>s</i>	10 317	9 188	8 700	9 675	-11%	12 795	10 849	10 800	10 898	-15%	269 257	220 779			-18%
F	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição <i>k</i> , previstos para o ano <i>s</i>											0	1 643			
G	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano <i>s</i> -1	0	-109				0	-235				0	-6 199			
H	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano <i>s</i> -2	-149	-20				-275	-276				-23 774	2 299			
I=E-F-G-H	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, com ajustamentos considerados do ano <i>s</i>-2	10 465	9 316			-11%	13 071	11 360			-13%	293 031	223 036			-24%

Nota: Durante o processo tarifário do ano gás 2016/2017, a empresa Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A. alterou a sua denominação para EDP Gás Distribuição, S.A., com efeitos a 4 de maio de 2016;

Excecionalmente, a aceitação em definitivo dos custos de investimento com a sede da Tagusgás relativos a 2014 está dependente do esclarecimento por parte da Tagusgás de um conjunto de pontos, designadamente a aprovação por parte do Estado concedente da construção da sua nova sede.

2.2.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos do ano gás 2016-2017 foi de: i) 1,753 cent€/kWh, para 2016 e de ii) 1,753 cent€/kWh, para 2017, 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 2-22.

Quadro 2-22 - Custos das infraestruturas de gás natural

Unidade: cent€/kWh

	2016/2017
Custo unitário terminal	0,10853
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05529
Custo unitário imob. RE	0,00431
Custo unitário rede transporte	0,02229
Custo unitário (Custos GGN)	0,01165
Custo unitário total	0,20207

2.2.6.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-23 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2016-2017 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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-23 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso

		Unidade: 10 ⁷ EUR				
		Proveitos Permitidos 2015-2016 (1)	Proveitos Permitidos 2016	Proveitos Permitidos 2017	Proveitos Permitidos 2016/2017 (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	29 753	25 400	18 356	21 878	-26%
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	254	254	254	254	0%
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			455	
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	4 883			-952	
E	Ajustamento relativo a t-2 referente aos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pela parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	4			-1 148	
F= A+B-C-D-E	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	25 120	25 654	18 609	23 777	-5%
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	254	254	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	-4 887	0	0	1 645	
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=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	29 753	25 400	18 356	21 878	

2.2.7 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-24 e o Quadro 2-25 apresentam os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural e os da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, respetivamente, para o ano gás 2015-2016 e 2016-2017 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

Quadro 2-24 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2015-2016 (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	1 639	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

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2016-2017 (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	1 206	147	622	3 850	9 216	3 761	264	99	1 978	123	612	21 878
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	-469	-24	-152	-805	-1 467	-895	-35	-6	-592	-185	-201	-4 831
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-442	83	-262	-9 595	-2 331	-1 484	-142	-49	-796	52	58	-14 908
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	284	17	321	1 733	1 072	1 517	125	1	469	129	233	5 901
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	1 833	70	715	12 516	11 942	4 622	316	154	2 898	127	522	35 716

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

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	-433	-53	202	-1 091	-3 882	-1 413	-85	20	-1 472	18	313	-7 875
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	-469	-24	-152	-805	-1 467	-895	-35	-6	-592	-185	-201	-4 831
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-93	460	-87	1 579	-710	-21	-211	-1	6 979	763	636	9 294
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	396	-442	-97	860	2 194	1 900	-93	-262	613	2	127	5 197
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	-267	-47	538	-2 725	-3 900	-2 396	254	289	-8 472	-561	-249	-17 535

		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	-26%	-26%	48%	-22%	-30%	-27%	-24%	25%	-43%	17%	105%	-26%
	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												
	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		-96%	-23%	98%			-43%	-100%			120%	739%
	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t	-13%	-40%	304%	-18%	-25%	-34%	412%		-75%	-82%	-32%	-33%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

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

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2015-2016 (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	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 participado, 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			966	1 775	697			534		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

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2016-2017 (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	504	118	315	2 056	4 548	1 750	207	49	1 513	138	360	11 559
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	249	0	0	0	0	0	0	0	249
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	4	1	52	162	426	81	1	8	8	0	4	747
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	65			230	538	200			148		37	1 219
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	51	-4	46	823	257	23	22	33	15	6	17	1 289
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	12	-33	9	-1 695	180	69	44	13	-553	-23	-22	-2 000
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	511	157	312	3 569	5 074	1 940	142	11	2 208	156	406	14 485

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

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	-14	11	6	-122	73	29	27	6	74	-257	-28	-196
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	-340	0	0	0	0	0	0	0	-340
3	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo j, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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	-4	-8	19	-118	345	63	-2	-59	-10	-2	-1	222
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	-103			-737	-1 237	-497			-386		-71	-3 029
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	51	-4	46	823	257	23	22	33	15	6	17	1 289
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	43	-1	16	7 478	79	43	5	-26	-347	-682	-317	6 292
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	-215	8	-37	-9 618	-1 156	-471	-2	-61	10	417	200	-10 924

		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	-3%	10%	2%	-6%	2%	2%	15%	13%	5%	-65%	-7%	-2%
	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano s e s+1				-58%								-58%
	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	-50%	-91%	60%	-42%	426%	362%	-58%	-88%	-55%	-85%	-15%	42%
	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	-61%			-76%	-70%	-71%			-72%		-65%	-71%
	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					79%	171%	12%	-66%				
	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	-30%	5%	-11%	-73%	-19%	-20%	-1%	-85%	0%		96%	-43%

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 2-26 apresenta os parâmetros a vigorar no ano gás 2016-2017 cujo racional para a sua fixação encontra-se no documento “Parâmetros para o período de regulação 2016-2017 a 2018 a 2019”, que acompanha estas tarifas.

Quadro 2-26 - Parâmetros a vigorar em 2016-2017

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$ra_{RAR,t}$	5,90%	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 73.º
$rq_{RAR,t}$	5,90%	Taxa de atualização prevista das quantidades previstas até final do período de previsão N, associadas à atividade, em percentagem	Art.º 73.º
$r_{AS,t}$	5,90%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, em percentagem	Art.º 74.º
r_{GTGS}	5,90%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 77.º
r_T	5,90%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 78.º
r_D	6,20%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 83.º
$FCE_{RAR,t}$	Quadro 2-27	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento de GNL	Art.º 73.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{RAR, n}^{IPB}$	Quadro 2-27	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 73.º
$VCE_{RAR, n}^U$	Quadro 2-27	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 73.º
$X_{FCE_{RAR}}$	Quadro 2-27	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em percentagem	Art.º 73.º
$X_{VCE_{RAR}}$	Quadro 2-27	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 IPB, em percentagem	Art.º 73.º
$X_{VCE_{RAR}}$	Quadro 2-27	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 IPB, em percentagem	Art.º 73.º
y_t^{OT}	-0,0887	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 73.º
$FCE_{AS, s}$	Quadro 2-28	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 74.º
$VCE_{AS, s}$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 74.º
$X_{FCE_{AS}}$	Quadro 2-28	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 74.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{VCE_{AS}}$	Quadro 2-28	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 74.º
y_t^{OAS}	0,1725	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNGN	Art.º 74.º
$CEE_{GTGS,s}$	Quadro 2-29	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, da atividade de gestão técnica global do SNGN	Art.º 77.º
$X_{CE_{GTGS}}$	Quadro 2-29	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão técnica global do SNGN, em percentagem	Art.º 77.º
$FCE_{T,s}$	Quadro 2-30	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 78.º
$VCE_{T,s}$	Quadro 2-30	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 78.º
X_{FCE_T}	Quadro 2-30	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 78.º
X_{VCE_T}	Quadro 2-30	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 78.º
K_s^{ORT}	10%	Valor que limita a aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural na atividade de Transporte, em percentagem	Art.º 78.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 83.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 83.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
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 83.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 83.º
K_S^{ORD}	20%	Valor que limita a aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural na atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 83.º
$\tilde{C}_{E_{C_s}}^{CUR_k}$	Quadro 2-32	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e ano s+1	Art.º 98.º
$X_C^{CUR_k}$	2%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 98.º
r^{CUR_k}	6,20%	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 98.º

Quadro 2-27 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2016-2017

	2016	2017	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	4 645	4 621	2,0%
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,080804	0,080400	
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,045310	0,042641	

Nota: A taxa de eficiência anual referida no quadro aplica-se a partir de 2017

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2016-2017

	REN Armazenagem		
	2016	2017	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	2 505	2 468	3,0%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (€/GWh)	0,245013	0,241338	

Nota: A taxa de eficiência anual referida no quadro aplica-se a partir de 2017

Quadro 2-29 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema a vigorar no ano gás 2016-2017

	2016	2017	Eficiência anual
Componente de custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência (10 ³ €)	1 074	1 069	2,0%

Nota: A taxa de eficiência anual referida no quadro aplica-se a partir de 2017

Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2016-2017

	2016	2017	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	8 294	8 170	3,0%
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10 ³ €/GWh/dia)	22,725401	22,384520	

Nota: A taxa de eficiência anual referida no quadro aplica-se a partir de 2017

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-31 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2016-2017

2016	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 452,441	0,000582	0,032056
Dianagás	544,156	0,002489	0,065712
Duriensegás	740,456	0,001333	0,028757
Lisboagás	10 877,345	0,000871	0,023271
Lusitaniagás	3 620,295	0,000167	0,018884
Medigás	426,421	0,001615	0,023502
Paxgás	180,375	0,003979	0,034423
Portgás	4 864,401	0,000261	0,016353
Setgás	2 415,790	0,000476	0,016715
Sonorgás	1 117,571	0,005962	0,120200
Tagusgás	1 402,335	0,000440	0,044889

2017	Termo fixo	Termos variáveis		Eficiência anual	
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	Termo fixo	Termo variável
				%	%
Beiragás	1 430,654	0,000573	0,031575	3,0	3,0
Dianagás	535,994	0,002427	0,064069	3,0	4,0
Duriensegás	729,349	0,001313	0,028326	3,0	3,0
Lisboagás	10 714,185	0,000858	0,022922	3,0	3,0
Lusitaniagás	3 565,991	0,000164	0,018601	3,0	3,0
Medigás	424,289	0,001607	0,023384	2,0	2,0
Paxgás	179,473	0,003959	0,034251	2,0	2,0
Portgás	4 840,079	0,000260	0,016271	2,0	2,0
Setgás	2 403,711	0,000474	0,016631	2,0	2,0
Sonorgás	1 067,280	0,005634	0,113589	6,0	7,0
Tagusgás	1 367,277	0,000429	0,043767	4,0	4,0

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

**Quadro 2-32 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás
2016-2017**

2016	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	111,194	0,487	29,38638	35,28111
Dianagás	26,130	0,071	35,46466	40,48940
Sonorgás	37,268	1,019	39,18850	1132,29493
Duriensegás	69,404	0,319	30,93710	85,10782
Lisboagás	1005,644	1,989	24,28418	30,79216
Lusitaniagás	387,038	0,843	26,23614	37,14107
Medigás	45,480	0,330	22,66371	329,62646
Paxgás	10,677	0,253	17,69429	336,66766
EDP Gás	454,630	1,093	31,10742	57,63098
Setgás	334,764	0,525	28,13371	42,07877
Tagusgás	98,567	0,579	31,46333	69,44682

2017	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	110,638	0,485	29,23944	35,10471
Dianagás	25,999	0,071	35,28733	40,28695
Sonorgás	37,082	1,014	38,99256	1126,63345
Duriensegás	69,057	0,318	30,78242	84,68228
Lisboagás	1000,616	1,979	24,16276	30,63820
Lusitaniagás	385,103	0,839	26,10496	36,95536
Medigás	45,252	0,328	22,55039	327,97833
Paxgás	10,624	0,251	17,60582	334,98432
EDP Gás	452,357	1,088	30,95188	57,34282
Setgás	333,090	0,523	27,99304	41,86838
Tagusgás	98,074	0,576	31,30601	69,09959

Eficiência anual
2,0%

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 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural”, no Quadro 2-33, apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-33 - Compensação entre os ORD no ano gás 2016-2017

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	URD	Total ORD
Beiragás	69 282	-412 983	-143 086	333 085	231 037	77 335
Dianagás	9 891	601 337	-708 388	16 736	1 717 265	1 636 840
Duriensegás	16 144	-346 239	382 875	270 370	681 716	1 004 866
Lisboagás	-3 063 027	4 680 215	-3 958 364	-951 795	7 815 843	4 522 871
Lusitâniagás	1 459 246	-3 805 143	2 288 284	-1 092 146	-12 435 568	-13 585 327
Medigás	74 362	-223 866	118 059	-15 106	1 301 832	1 255 280
Paxgás	-875	-17 775	12 214	949	579 034	573 547
Portgás	983 213	-2 194 730	3 506 484	19 811	-11 230 016	-8 915 237
Setgás	302 054	2 037 129	-1 928 581	1 020 937	87 258	1 518 798
Sonorgás	5 958	-6 778	269 790	92 631	6 567 259	6 928 858
Tagusgás	143 753	-311 166	160 714	304 528	4 684 340	4 982 170
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 2016-2017, as compensações entre os ORD ascendem a 22 501 milhares de euros.

Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2016-2017

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	Lusitâniagás	Portgás	Total ORD
	Beiragás	46 693	30 642
Dianagás	988 287	648 553	1 636 840
Duriensegás	606 715	398 151	1 004 866
Lisboagás	2 730 806	1 792 065	4 522 871
Medigás	757 909	497 371	1 255 280
Paxgás	346 294	227 252	573 547
Setgás	917 015	601 782	1 518 798
Sonorgás	4 183 486	2 745 372	6 928 858
Tagusgás	3 008 120	1 974 049	4 982 170
Total	13 585 327	8 915 237	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 2016-2017

Unidade: EUR	
Empresas	Sobreproveito
Beiragás	480 548
Dianagás	52 444
Duriensegás	217 686
Lisboagás	3 298 787
Lusitâniagás	1 451 186
Medigás	95 099
Paxgás	37 643
Portgás	1 179 251
Setgás	732 035
Sonorgás	38 345
Tagusgás	249 139
Total	7 832 164

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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-36 - Transferências do sobreprojeito

Unidade: EUR

Pagadores CUR	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	EDP Gas	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores ORD											
Beiragás	480 548										480 548
Dianagás		52 444									52 444
Duriensegás			217 686								217 686
Lisboagás				3 298 787							3 298 787
Lusitâniagás					1 451 186						1 451 186
Medigás						95 099					95 099
Paxgás							37 643				37 643
Portgás								1 179 251			1 179 251
Setgás									732 035		732 035
Sonorgás										38 345	38 345
Tagusgás											249 139
	480 548	52 444	217 686	3 298 787	1 451 186	95 099	37 643	1 179 251	732 035	38 345	249 139
% de faturação do CUR a transferir	39,8%	35,7%	35,0%	35,8%	38,6%	36,1%	37,9%	30,6%	37,0%	31,1%	40,7%

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 78.º do Regulamento Tarifário, a REN Gasodutos deverá transferir para os operadores de rede de distribuição as verbas relativas à transferência de fornecimento de gás natural em MP para AP. Esta compensação será operacionalizada, transferindo 1,7768% dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural do operador da rede de transporte no ano gás de 2016-2017, em função da faturação mensal da tarifa de URT. O Quadro 2-37 reflete a transferência prevista para o ano gás 2016-2017.

Quadro 2-37 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2016-2017

ORD	Euro	ORD	%
Lusitaniagás	1 187 462	Lusitaniagás	1,2841%
Setgás	297 389	Setgás	0,3216%
Portgás	158 279	Portgás	0,1712%
Total	1 643 130	Total	1,7768%

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Proveitos permitidos para cada atividade

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

De acordo com o previsto nos Artigos 77.º, 80.º e 81.º o operador da rede de transporte deverá transferir para o operador da rede de distribuição k, de forma proporcional à faturação da parcela I da tarifa de UGS, e com periodicidade mensal, o montante recebido no âmbito da tarifa social.

No Quadro 2-38 apresentam-se os montantes previstos para o ano gás 2016-2017 por operador de rede de distribuição no âmbito da tarifa social, que totalizam 818 006 euros.

Quadro 2-38 - Custos previstos para o ano gás 2016-2017, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	35 463
Dianagás	5 934
Duriensegás	17 760
Lisboagás	321 742
Lusitâniagás	92 102
Medigás	14 880
Paxgás	4 452
Portgás	216 282
Setgás	91 731
Sonorgás	-2 755
Tagusgás	20 415
Total	818 006

Nota: A Sonorgás deverá efetuar o pagamento à REN

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

Quadro 2-39 – Transferências mensais da REN em percentagem

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	0,0851%
Dianagás	0,0142%
Duriensegás	0,0426%
Lisboagás	0,7718%
Lusitâniagás	0,2209%
Medigás	0,0357%
Paxgás	0,0107%
Portgás	0,5188%
Setgás	0,2200%
Sonorgás	-0,0066%
Tagusgás	0,0490%
Total	1,9622%

Nota: A Sonorgás deverá efetuar o pagamento à REN

2.4.4 COMPENSAÇÕES E TRANSFERÊNCIAS 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 2-40 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

**Quadro 2-40 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás
2016-2017**

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	0	1 645 282	0	0	1 645 282
CURgc	0	1 243	0	-59 236	-57 994
Beiragás	-21 831	627 135	2 380	117 578	725 261
Dianagás	-6 132	-76 820	1 995	89 721	8 764
Duriensegás	-28 891	92 771	105	85 423	149 408
Lisboagás	61 188	2 726 001	11 593	1 329 916	4 128 698
Lusitaniagás	-4 758	861 689	-16 382	526 294	1 366 844
Medigás	-9 466	52 444	1 824	-10 559	34 243
Paxgás	-2 545	54 471	1 058	-43 479	9 505
EDP Gás	-36 403	8 666 815	-14 804	2 262 973	10 878 581
Setgás	65 186	919 766	12 950	1 145 574	2 143 477
Sonorgás	-4 984	3 852	596	93 560	93 024
Tagusgás	-11 364	-89 995	-1 316	-471 901	-574 576
TOTAL	0	15 484 653	0	5 065 863	20 550 516

Nota: Os valores respeitantes ao CURgc, cuja atividade foi extinta em 2013-2014, resultam das diferenças entre as transferências publicadas e os valores transferidos até 2015. Fica por regularizar o montante relativo ao 1º semestre de 2016.

O valor da Tagusgás referente à UGS I inclui o montante a pagar de 660 496 euros, referente a 1/3 do valor de compensações por desvios de faturação acumulados até 2014 na conta #228.

Sublinhe-se que os valores apresentados Quadro 2-40 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados nos quadros seguintes.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-41 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg	0	1 645 282	1 645 282
CURgc	-59 236	1 243	-57 994
Lisboagás	3 255 991	5 310 208	8 566 199
EDP Gás	2 248 168	8 630 412	10 878 581
Sonorgás	94 156	-1 132	93 024
Tagusgás	-473 217	-101 359	-574 576
Total	5 065 863	15 484 653	20 550 516

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 2-43), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-44).

Quadro 2-42 - Transferências UGS I

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	REN	CURgc	Tagusgás
	Lisboagás	2 723 539	59 236
EDP gás	2 248 168	0	0
Sonorgás	94 156	0	0
Total	5 065 863	59 236	473 217

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-43 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	REN	Sonorgás	Tagusgás
	CURgc	0	0
CURg	1 545 165	0	100 117
Lisboagás	5 310 208	0	0
EDPgás	8 629 280	1 132	0
Total	15 484 653	1 132	101 359

**Quadro 2-44 - 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 2-40.

No caso da REN os valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação conforme Quadro 2-45. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-42 e no Quadro 2-43, referentes às transferências de UGS I e de UGS II, respetivamente.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Proveitos permitidos para cada atividade

Quadro 2-45 - Transferências mensais da REN em percentagem

	REN UGS I
Lisboagás	6,533%
EDP gás	5,393%
Sonorgás	0,226%
Total	12,152%

	REN UGS II
CURg	9,811%
Lisboagás	33,743%
EDPgás	54,834%
Total	98,388%

	REN UGS II
CURg - GL UAG	1,612%
Total	1,612%

2.4.4.1 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 2016-2017 cerca de 26% dos proveitos permitidos da REN Atlântico serão recuperados pela REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do Sistema. Assim, mensalmente a REN Gasodutos deverá transferir para a REN Atlântico um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-46.

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

Unidade: EUR

Recebedor	Pagador	REN Gasodutos
REN Atlântico		12 672 472

**2.4.4.2 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E O OPERADOR DE
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

A ERSE introduziu no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 um mecanismo que permite atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia regaseificada do Armazenamento Subterrâneo. Este mecanismo está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Armazenamento Subterrâneo relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Armazenamento Subterrâneo que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGSI.

No ano gás de 2016-2017 cerca de 33% dos proveitos permitidos da REN Armazenagem serão recuperados pela REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do Sistema. Assim, mensalmente a REN Gasodutos deverá transferir para a REN Armazenagem um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-47.

**Quadro 2-47 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de
Armazenamento Subterrâneo**

Unidade: EUR

Recebedor	Pagador	REN Gasodutos
REN Armazenagem		8 512 600

3 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A VIGORAREM DE 1 DE MAIO A 30 DE JUNHO DE 2016

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 2016 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 2016 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 devem 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. O Decreto-Lei n.º 15/2015 remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição da metodologia de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais que veio a ser estabelecida pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2015

No Quadro 3-1 apresentam-se os fatores de atualização aplicáveis de 1 de maio a 30 de junho de 2016, 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 atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 1 de maio a 30 de junho de 2016

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1}-Curg_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
MP	32,89	15,01	17,88	-4,56	13,32
BP>	32,96	15,07	17,90	-4,81	13,09
BP<	26,96	15,07	11,90	-4,84	7,06

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 2015 a 30 de junho de 2016, 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 2016, conforme definido no Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural.

A variável $\gamma_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de atualização tendo em conta a evolução dos mercados de gás natural para o período de 1 de maio a 30 de junho de 2016, 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 atualização da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, aplicável entre 1 de maio e 30 de junho de 2016, 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 atualização da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, para o período de 1 de maio a 30 de junho de 2016.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem 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 2016

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária maio 2016/julho 2015
Baixa Pressão < (consumo \leq 10 000 m ³ /ano)	-6,1%
Baixa Pressão > (consumo > 10 000 m ³ /ano)	-7,5%
Média Pressão (>1 milhão m ³ /ano)	-10,2%

* 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 2016.

Por razões de informação e fundamentação da decisão tarifária da ERSE, relativamente às tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2016-2017, 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 2016, 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 2016, 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 6,1% 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 transitórias, determinadas nos termos da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, para o período de maio e junho de 2016.

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 2016.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem de 1 de maio a 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)	
Escalão 1	0 - 220	2,19	0,0694	0,0719
Escalão 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escalão 3	501 - 1 000	4,40	0,0591	0,1444
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0588	0,1554

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)	
Escalão 1	0 - 220	2,30	0,0686	0,0755
Escalão 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escalão 3	501 - 1 000	4,40	0,0610	0,1444
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0599	0,1554

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)	
Escalão 1	0 - 220	2,30	0,0686	0,0755
Escalão 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escalão 3	501 - 1 000	4,40	0,0610	0,1444
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0599	0,1554

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2015

**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
Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escala 1	0 - 220	2,03	0,0689	0,0667
Escala 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escala 3	501 - 1 000	4,40	0,0610	0,1444
Escala 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0558	0,1554

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
Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escala 1	0 - 220	1,93	0,0687	0,0633
Escala 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escala 3	501 - 1 000	4,40	0,0594	0,1444
Escala 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0588	0,1554

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
Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escala 1	0 - 220	1,93	0,0686	0,0633
Escala 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escala 3	501 - 1 000	4,40	0,0610	0,1444
Escala 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0598	0,1554

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2015

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
		(€mês)	(€kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,30	0,0686	0,0755
Escalão 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escalão 3	501 - 1 000	4,40	0,0610	0,1444
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0599	0,1554

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
		(€mês)	(€kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,30	0,0686	0,0755
Escalão 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escalão 3	501 - 1 000	4,40	0,0610	0,1444
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0599	0,1554

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
		(€mês)	(€kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,93	0,0686	0,0633
Escalão 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escalão 3	501 - 1 000	4,40	0,0599	0,1444
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0588	0,1554

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2015

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	2,30	0,0686	0,0755
Escalão 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escalão 3	501 - 1 000	4,40	0,0610	0,1444
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0599	0,1554

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	2,18	0,0690	0,0713
Escalão 2	221 - 500	2,99	0,0648	0,0981
Escalão 3	501 - 1 000	4,40	0,0599	0,1444
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,74	0,0588	0,1554

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 2016.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 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		143,89	0,043262	0,033948	0,060192	4,7178	0,00197350
Mensal	10 000 - 100 000	211,25	0,052893	0,043578		6,9264	
	100 001 - 1 000 000	485,05	0,047152	0,037837		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	0,034748	0,034000	0,056776	13,9141	0,00186150
Curtas utilizações		424,38	0,040698	0,034000	0,011355	13,9141	0,00037230
Mensal	10 000 - 100 000	461,06	0,043832	0,043084		15,1166	
	100 001 - 2 000 000	616,16	0,038941	0,038192		20,2019	

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 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, para o período de 1 de maio a 30 de junho de 2016.

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.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2015

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)	0,01718300

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 fornecimentos dos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m³ no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, para o período de 1 de maio a 30 de junho de 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 e na Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, tal como descrito no capítulo 3.1.

Quadro 3-16 - Tarifa de Energia transitória 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	0,02431685
	Escalão 2	0,02431685
	Escalão 3	0,02431685
	Escalão 4	0,02431685

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 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, e na Portaria

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem de 1 de maio a 30 de junho de 2015
n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, tal como descrito
no capítulo 3.1.

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

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,03051081
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,03034637

4 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2016-2017

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2016-2017, 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 Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	UTRAR	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal	Uso dos serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três serviços: recepção 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	UG_{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
	UG_{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 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 m ³	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 m ³	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

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 2016-2017”.

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

Conforme referido no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”, 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 passou a aplicar-se aos valores de capacidade reservada alterando-se o modelo anterior no qual a tarifa se aplicava ao uso efetivo da capacidade.

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)	0,00028332

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	0,001050	0,00003453
Produto trimestral	0,001050	0,00003453
Produto mensal	0,001050	0,00003453
Produto diário		0,00003453

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 2015-2016, encontrando-se o racional da escolha dos valores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”.

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, diário e intradiário 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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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	0,011053	0,00036340	
Produto trimestral	0,014369	0,00047242	
Produto mensal	0,016580	0,00054510	
Produto diário		0,00072680	
Produto intradiário		0,00079948	
Energia			0,00019742

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. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”.

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
Produto intradiário	2,2

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	172,92

4.1.1.4 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural (RT) 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 111.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 provisório, 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, para o ano gás 2016-2017, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2015, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2016-2017. 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 (78%, para o ano de 2015), 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 1 033,6 GWh, no ano de 2015. 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 2016-2017, 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 2016-2017	Energia (€/kWh)
Energia entregue	0,00072057

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 incrementais de energia extraída, energia injetada e energia armazenada apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”.

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, mensal e diário. 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	Capacidade de armazenamento contratada
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Energia injetada	0,00021742		
Energia extraída	0,00021742		
Capacidade de armazenamento contratada			
Produto anual		0,000910	0,00002993
Produto trimestral		0,000910	0,00002993
Produto mensal		0,000956	0,00003143
Produto diário			0,00003293

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.

O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”.

Quadro 4-10 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,05
Produto diário	1,10

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

A parcela II visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS. Esta parcela II não se aplica aos fornecimentos às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário.

A parcela II da UGS apresenta 2 preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de 2 conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 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).

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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)	0,00084135

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.

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>)	0,00038136
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,841
Preço aplicável aos ORD ($\alpha * TW_{UGS2>}$)	0,00032075

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.

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<)	0,00038008
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,841
Preço aplicável aos ORD ($(1-\alpha) * TW_{UGS2<}$)	0,00006041

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)	0,00084135
Entregas a clientes em Alta Pressão	
Energia (EUR/kWh)	0,00122271
Entregas aos operadores de redes de distribuição	
Energia (EUR/kWh)	0,00122251

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 (Carricho). 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 a adotar-se um preço idêntico 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, diário e intradiário.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 2016-2017”.

No terminal de GNL e nas interligações internacionais enquanto pontos de saída, aplicam-se preços nulos de capacidade e energia. Esta opção é justificada por se tratar de nomeações predominantemente em contrafluxo que contribuem para libertar capacidade em fluxo. Adicionalmente importa acrescentar que, quer nas entregas a clientes em AP, quer às redes de distribuição, não são adotados preços diferenciados tendo em consideração a necessidade de se assegurar uniformidade tarifária em todo o território nacional.

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

Adicionalmente podem ser oferecidos produtos de capacidade interruptível, com preços de capacidade inferiores aos preços dos produtos equivalentes da capacidade firme. O preço da capacidade interruptível será de 72% do preço da capacidade firme. A redução do preço da capacidade interruptível foi determinada tendo por base o custo que um agente de mercado incorre ao ter de gerir o risco de interrupção da capacidade, mediante a utilização do armazenamento subterrâneo. Desta forma, estimou-se, por um lado, uma redução de aproximadamente 4,0% por cada dia de interrupção e por outro lado, 7 dias de probabilidade de interrupção.

No documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017” 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.

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	0,012871	0,00042317
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,016733	0,00055012
Capacidade contratada - Produto mensal	0,019307	0,00063476
Capacidade contratada - Produto diário		0,00084634
Capacidade contratada - Produto intradiário		0,00093098
Terminal GNL		
Capacidade contratada - Produto anual	0,012871	0,00042317
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,016733	0,00055012
Capacidade contratada - Produto mensal	0,019307	0,00063476
Capacidade contratada - Produto diário		0,00084634
Capacidade contratada - Produto intradiário		0,00093098
Armazenamento Subterrâneo		
Capacidade contratada - Produto diário		0,00001187
Capacidade contratada - Produto intradiário		0,00001306

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 2016-2017”.

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	2,2
Terminal GNL	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2
Cariço Armazenagem	
Produto trimestral	-
Produto mensal	-
Produto diário	1,0
Produto intradiário	1,1

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.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

Com o objetivo de aproximar as tarifas de acesso às redes entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes ligados a níveis de pressão diferentes, definem-se para o ano gás 2016-2017 escalões de consumo por nível de pressão para as tarifas de acesso às redes de longas utilizações e de curtas utilizações. A introdução de escalões de consumo nos vários níveis de pressão pretende mitigar as diferenças de preços de acesso às redes justificadas pela aplicação de tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos a clientes de dimensão semelhante. A introdução de escalões é efetuada assegurando reduções tarifárias para todos os consumidores, promovendo-se a harmonização tarifária no espaço ibérico e garantindo-se a neutralidade de receitas entre os diferentes níveis de pressão.

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
Redes de Distribuição e Clientes em AP		
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	< 10 000 000 m ³ /ano	0,023377
	≥ 10 000 000 m ³ /ano	0,023377
Energia (EUR/kWh)	< 10 000 000 m ³ /ano	0,00006346
	≥ 10 000 000 m ³ /ano	0,00001902
Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)		
Energia (EUR/kWh)		0,00188921

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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

-
- 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 diária
 - A capacidade diária corresponde ao máximo consumo diário registado.
 - O preço da capacidade diária nos meses de verão (abril a setembro) tem um fator de agravamento (5,32) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações.
 - O preço da capacidade diária nos meses de inverno (outubro a março) tem um fator de agravamento (8,87) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações.
 - 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) tem um fator de agravamento (1,25) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações.
 - O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) tem um fator de agravamento (2,50) em relação ao preço da 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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

- O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) tem um fator de agravamento (1,25) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações.

A contratação diária e mensal, no âmbito da 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 AP

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES		PREÇOS
Clientes em AP		
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	< 10 000 000 m ³ /ano	0,005844
	≥ 10 000 000 m ³ /ano	0,005844
Energia (EUR/kWh)	< 10 000 000 m ³ /ano	0,00197617
	≥ 10 000 000 m ³ /ano	0,00193172

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP, considerando uma contratação de capacidade diária. No documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017” apresenta-se a forma como foram obtidos os preços das opções tarifárias flexíveis.

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL DIÁRIA	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade diária (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/dia	0,004089
Capacidade diária (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/dia	0,006815
Energia (EUR/kWh)	0,00001902

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 4-20 - 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	0,029222
Capacidade mensal adicional (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/mês	0,058444
Energia (EUR/kWh)	0,00001902

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 4-21 - 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	0,023377
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,029222
Energia (EUR/kWh)	0,00001902

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 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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

distribuição de gás natural às suas entregas, subdividida nas várias parcelas, são apresentados no Quadro 4-22 e no Quadro 4-23.

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 4-24, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 4-22 - 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}				0,00067953
MP	Longas Utilizações			0,00068000
	Flexível Anual			0,00068000
	Flexível Mensal			0,00068000
	Curtas Utilizações			0,00068000
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00068000
			≥ 100.001	0,00068000
BP>	Longas Utilizações			0,00068231
	Flexível Anual			0,00068231
	Flexível Mensal			0,00068231
	Curtas Utilizações			0,00068231
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00068231
			≥ 100.001	0,00068231
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00068231
		Escalão 2	221 - 500	0,00068231
		Escalão 3	501 - 1.000	0,00068231
		Escalão 4	1.001 - 10.000	0,00068231

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

Quadro 4-23 - 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				0,00072164
UGS II<ORD				-0,00568746
MP	Longas Utilizações			0,00072215
	Flexível Anual			0,00072215
	Flexível Mensal			0,00072215
	Curtas Utilizações			0,00072215
	Mensal		10.000 - 100.000	0,00072215
		≥ 100.001	0,00072215	
BP>	Longas Utilizações			0,00072460
	Flexível Anual			0,00072460
	Flexível Mensal			0,00072460
	Curtas Utilizações			0,00072460
	Mensal		10.000 - 100.000	0,00072460
		≥ 100.001	0,00072460	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00571080
		Escalão 2	221 - 500	-0,00571080
		Escalão 3	501 - 1.000	-0,00571080
		Escalão 4	1.001 - 10.000	-0,00571080

Quadro 4-24 - 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			0,00140215
	Flexível Anual			0,00140215
	Flexível Mensal			0,00140215
	Curtas Utilizações			0,00140215
	Mensal		10.000 - 100.000	0,00140215
		≥ 100.001	0,00140215	
BP>	Longas Utilizações			0,00140692
	Flexível Anual			0,00140692
	Flexível Mensal			0,00140692
	Curtas Utilizações			0,00140692
	Mensal		10.000 - 100.000	0,00140692
		≥ 100.001	0,00140692	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00502848
		Escalão 2	221 - 500	-0,00502848
		Escalão 3	501 - 1.000	-0,00502848
		Escalão 4	1.001 - 10.000	-0,00502848

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,

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 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 4-25 - 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}				0,00098118
MP	Longas Utilizações			0,00098187
	Flexível Anual			0,00098187
	Flexível Mensal			0,00098187
	Curtas Utilizações			0,00098187
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00098187
		≥ 100.001		0,00098187
BP>	Longas Utilizações			0,00098521
	Flexível Anual			0,00098521
	Flexível Mensal			0,00098521
	Curtas Utilizações			0,00098521
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00098521
		≥ 100.001		0,00098521
BP<	Outra	Escalão 1		0,00098521
		Escalão 2		0,00098521
		Escalão 3		0,00098521
		Escalão 4		0,00098521

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 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 2016-2017”.

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 4-26, no Quadro 4-27 e no Quadro 4-28.

Com o objetivo de aproximar as tarifas de acesso às redes entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes ligados a níveis de pressão diferentes, definem-se para o ano gás 2016-2017 escalões de consumo por nível de pressão para as tarifas de acesso às redes de longas utilizações e de curtas utilizações. A introdução de escalões de consumo nos vários níveis de pressão pretende mitigar as diferenças de preços de acesso às redes justificadas pela aplicação de tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos a clientes de dimensão semelhante. A introdução de escalões é efetuada assegurando reduções tarifárias para todos os consumidores, promovendo-se a harmonização tarifária no espaço ibérico e garantindo-se a neutralidade de receitas entre os diferentes níveis de pressão.

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 $k=1,25$ nos meses de verão (abril a setembro) e $k=2,5$ 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 reduzido 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, 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) tem um fator de agravamento (1,25) em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações.
 - O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) tem um fator de agravamento (2,50) em relação ao preço da 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) tem um fator de agravamento (1,25) em relação ao preço da 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.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

Quadro 4-26 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m 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 _{MP}				0,74	0,74	0,00039174	0,00000852	0,026178
MP	Longas Utilizações	< 2 000 000		0,74		0,00076669	0,00000852	0,026178
		≥ 2 000 000		0,74		0,00039174	0,00000852	0,026178
	Curtas Utilizações	< 2 000 000		0,74		0,00350885	0,00000852	0,005236
		≥ 2 000 000		0,74		0,00313390	0,00000852	0,005236
Mensal	10.000 - 100.000			29,91		0,00458027	0,00419705	
	≥ 100.001			89,16		0,00232491	0,00194169	
BP>	Longas Utilizações	10.000 - 700.000				0,00180867	0,00000855	
		≥ 700 000				0,00180867	0,00000855	
	Flexível Anual						0,00180867	0,00000855
	Flexível Mensal						0,00180867	0,00000855
	Curtas Utilizações	10.000 - 700.000					0,00180867	0,00000855
		≥ 700 000					0,00180867	0,00000855
	Mensal	10.000 - 100.000					0,00180867	0,00000855
		≥ 100.001					0,00180867	0,00000855
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220			0,00173401		
		Escalão 2	221 - 500			0,00173401		
		Escalão 3	501 - 1.000			0,00173401		
		Escalão 4	1.001 - 10.000			0,00173401		

Quadro 4-27 - 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)			
MP	Flexível	0,74		0,00039174	0,00000852	0,032723	0,065446

Quadro 4-28 - 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)			
MP	Flexível	0,74		0,00039174	0,00000852	0,026178	0,032723

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 4-29, no Quadro 4-30 e no Quadro 4-31.

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

Quadro 4-29 - 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>}				0,74	0,74	0,00644653	0,00025110	0,046857
BP>	Longas Utilizações		10.000 - 700.000	0,74		0,00644653	0,00025110	0,046857
			≥ 700 000	0,74		0,00507349	0,00025110	0,046857
	Curtas Utilizações		10.000 - 700.000	0,74		0,01295752	0,00025110	0,009371
			≥ 700 000	0,74		0,01158448	0,00025110	0,009371
Mensal		10.000 - 100.000			59,05	0,01394372	0,00774829	
		≥ 100.001			266,32	0,00947424	0,00327881	

Quadro 4-30 - 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	0,74		0,00644653	0,00025110	0,058572	0,117144

Quadro 4-31 - 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	0,74		0,00644653	0,00025110	0,046857	0,058572

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 4-32 - 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<}			0,18	0,00900158	0,00025110	0,046857
BP<	Escalação 1	0 - 220	0,18	0,03675310		
	Escalação 2	221 - 500	0,98	0,03259758		
	Escalação 3	501 - 1.000	2,17	0,02900909		
	Escalação 4	1.001 - 10.000	2,82	0,02795462		

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 2016-2017.

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. Nas opções tarifárias de longas e curtas utilizações consideram-se diferentes escalões de consumo.

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 2016-2017

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO					
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Energia		Capacidade Utilizada	
		(€/kWh)	(€/kWh/dia)	(€/kWh/dia)	(€/kWh/dia/dia)
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,000905	0,023377	0,00076857	
	≥ 10 000 000	0,000860	0,023377	0,00076857	
Curtas utilizações	< 10 000 000	0,002818	0,005844	0,00019214	
	≥ 10 000 000	0,002773	0,005844	0,00019214	

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 2016-2017 (opção flexível diária)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO (opção flexível diária)			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia/dia)	(€/kWh/dia/dia)
Flexível	0,000860	0,00408875	0,00681458

Quadro 4-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2016-2017 (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	0,000860	0,029222	0,058444	0,00096072	0,00192143

Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2016-2017 (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	0,000860	0,023377	0,029222	0,00076857	0,00096072

Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2016-2017

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP					
Opção tarifária	(m³/ano)	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada	
		(€/kWh)	(€/kWh/dia/mês)	(€/kWh/dia/dia)	
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,001286	0,023377	0,00076857	
	≥ 10 000 000	0,001242	0,023377	0,00076857	
Curtas utilizações	< 10 000 000	0,003199	0,005844	0,00019214	
	≥ 10 000 000	0,003154	0,005844	0,00019214	

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível diária)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP (opção flexível diária)			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	0,001242	0,00408875	0,00681458

Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2016-2017 (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	0,001242	0,029222	0,058444	0,00096072	0,00192143

Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2016-2017 (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	0,001242	0,023377	0,029222	0,00076857	0,00096072

Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2016-2017

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD					
Opção tarifária	(m³/ano)	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada	
		(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,001286	0,023377	0,00076857	
	≥ 10 000 000	0,001242	0,023377	0,00076857	

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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. Nas opções tarifárias de longas e curtas utilizações consideram-se diferentes escalões de consumo.

Quadro 4-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2016-2017

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	m ³ /ano	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
			Longas Utilizações	< 2 000 000			
	≥ 2 000 000	0,74	0,002776	0,002393	0,026178	0,0243	0,00086066
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,74	0,005893	0,002393	0,005236	0,0243	0,00017213
	≥ 2 000 000	0,74	0,005518	0,002393	0,005236	0,0243	0,00017213
Mensal	10.000 - 100.000	29,91	0,006964	0,006581		0,9835	
	≥ 100.001	89,16	0,004709	0,004326		2,9314	

Quadro 4-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2016-2017 (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)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês		(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
		Flexível	0,74	0,002776	0,002393		0,032723	0,065446

Quadro 4-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2016-2017 (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	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês		(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
		Flexível	0,74	0,002776	0,002393		0,026178	0,032723

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

Quadro 4-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2016-2017

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ 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	10.000 - 700.000			
	≥ 700 000	0,74	0,009274	0,002652	0,046857	0,0243	0,00154052
Curtas Utilizações	10.000 - 700.000	0,74	0,017158	0,002652	0,009371	0,0243	0,00030810
	≥ 700 000	0,74	0,015785	0,002652	0,009371	0,0243	0,00030810
Mensal	10.000 - 100.000	59,05	0,018145	0,010149		1,9413	
	≥ 100.001	266,32	0,013675	0,005679		8,7558	

Quadro 4-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2016-2017 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês		(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
		Flexível	0,74	0,010647	0,002652		0,058572	0,117144

Quadro 4-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2016-2017 (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	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês		(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
		Flexível	0,74	0,010647	0,002652		0,046857	0,058572

Quadro 4-48 - 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 2016-2017

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO						
Escalão	m ³ /ano		Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Termo tarifário fixo (€/dia)
				Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	
Escalão 1	0	- 220	0,18	0,034444		0,0058
Escalão 2	221	- 500	0,98	0,030288		0,0321
Escalão 3	501	- 1.000	2,17	0,026700		0,0713
Escalão 4	1.001	- 10.000	2,82	0,025645		0,0927

Note-se que ao abrigo 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.

Para os consumidores ligados em Média Pressão podem aplicar-se tarifas de acesso às redes opcionais que contemplam um desconto em €/MWh determinado nos termos definidos na seguinte equação:

$$\text{Desconto [€/MWh]} = 0,001629 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W}$$

O consumo W, em kWh, corresponde ao maior consumo anual do consumidor, determinado numa série de 12 meses a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos.

A distância d, em km, é determinada no projeto de ligação, da instalação consumidora à rede de AP, elaborado pelo Operador da Rede de Transporte, mediante solicitação do consumidor.

A regra ora apresentada encontra-se justificada no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”.

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 4-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2016-2017

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00311192
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00188921
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00122271

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.

Conforme apresentado no Quadro 4-50, cerca de 14 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 1º trimestre de 2016, representando um acréscimo de 12%, em relação ao trimestre anterior, e de 131% em relação ao trimestre homólogo de 2015.

Quadro 4-50 – Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural

GÁS NATURAL	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	Variação trimestral		Variação anual	
Mercado Regulado	2.090	1.930	2.115	2.072	2.026	-46	-2%	-64	-3%
Mercado Livre	4.016	6.314	7.961	10.507	12.077	1.570	15%	8.061	201%
Total	6.106	8.244	10.076	12.579	14.103	1.524	12%	7.997	131%

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, redesenhou os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista a um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto face aos descontos sociais em vigor, prevendo que o valor do desconto da tarifa social aplicável deva ser atualizado no prazo de 60 dias e que as alterações introduzidas devam produzir efeitos a partir de 1 julho de 2016, ao abrigo do artigo 201.º, n.º 1. Neste contexto, a Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março aprova a 1.ª alteração ao Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro estabelecendo que o valor do desconto é determinado através do despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), criando um modelo único para o gás natural e a eletricidade no que respeita ao modelo de aprovação dos descontos.

A referida Lei n.º 7-A/2016, nos termos do artigo 215.º, procede também à revogação do regime apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE) aprovado pelo Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro. Até 30 de junho de 2016, os descontos sociais na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural correspondem a cerca de 17,2%, relativo ao mecanismo do Decreto-Lei n.º 101/2011, e 13,8%, relativo ao Decreto-Lei n.º 102/2011, ora revogado. Face ao exposto e considerando que os descontos sociais disponíveis aos consumidores de gás natural não devem sofrer diminuição de valor face aos que estão em vigor, o membro do Governo responsável pela área da energia aprovou através de despacho um desconto da tarifa social de gás natural para o ano gás 2016-2017 que integra a componente até agora atribuída através do ASECE, correspondendo ao valor de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais. Este desconto é veiculado através da tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a oferta do mesmo por todos os comercializadores, representando um desconto entre 40% e 55% nesta tarifa, dependendo do tipo de cliente e do seu perfil de consumo.

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 a obter um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

No Quadro 4-51 apresentam-se os descontos nos preços da tarifa de Acesso às Redes nos dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 4-51 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes

	Energia (€/kWh)	Tfixo (€/mês)
Escalão 1 (0 a 220 m ³)	0,016824	0,18
Escalão 2 (220 a 500 m ³)	0,010913	0,98

Estes descontos são incluídos 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.

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 2016-2017, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 4-52 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BAIXA PRESSÃO					
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0	- 220	0,00	0,017620	0,0000
Escalão 2	221	- 500	0,00	0,019375	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 2016 a junho de 2017, apresentam-se nos quadros seguintes.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,83	0,0372	0,0602	
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580	

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,93	0,0367	0,0635	
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580	

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,93	0,0367	0,0635	
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580	

Quadro 4-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,68	0,0369	0,0553	
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580	

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0368	0,0523
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0367	0,0523
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,93	0,0367	0,0635
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580

Quadro 4-60 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,93	0,0367	0,0635
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580

Quadro 4-61 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0367	0,0523	
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580	

Quadro 4-62 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,93	0,0367	0,0635	
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580	

Quadro 4-63 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,81	0,0370	0,0596	
Escalão 2	221 - 500	1,76	0,0391	0,0580	

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. O Decreto-Lei n.º 15/2015 remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição da metodologia de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, que veio a ser estabelecida pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

No Quadro 4-64 apresentam-se os fatores de atualização aplicáveis a partir do dia 1 de julho de 2016, 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 4-64 - Fatores de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de
1 de julho de 2016**

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1} - Curg_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
MP	32,89	15,53	17,36	-9,86	7,50
BP>	32,96	15,58	17,38	-5,88	11,50
BP<	26,96	15,58	11,38	-5,88	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 2016, 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 2016-2017, conforme definido no Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural.

A variável $\gamma_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de atualização tendo em conta a evolução dos mercados de gás natural para o ano gás 2016-2017, 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 atualização da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, aplicável a partir de 1 de julho de 2016, a cada um dos segmentos de consumidores.

No Quadro 4-65 apresentam-se as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultantes dos fatores de atualização da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, a partir de 1 de julho de 2016.

**Quadro 4-65 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de
2016**

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária julho 2016/maio 2016
Média Pressão MP (> 1 milhão m ³) *	-20,2%
Baixa Pressão BP > (> 10 000 m ³)	-14,6%
Baixa Pressão < (< 10 000 m ³)	-13,3%

* Os limites de consumo indicados são indicativos

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

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 2016.

Quadro 4-66 - 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	2,01	0,0595	0,0661
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0509	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0505	0,1429

Quadro 4-67 - 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	2,11	0,0590	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0521	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0511	0,1429

Quadro 4-68 - 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	2,11	0,0590	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0521	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0511	0,1429

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

**Quadro 4-69 - 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	1,86	0,0592	0,0613
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0521	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0492	0,1429

Quadro 4-70 - 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	1,77	0,0591	0,0582
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0511	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0505	0,1429

Quadro 4-71 - 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	1,77	0,0590	0,0582
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0521	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0511	0,1429

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

Quadro 4-72 - 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
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0590	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0521	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0511	0,1429

Quadro 4-73 - 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
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0590	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0521	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0511	0,1429

Quadro 4-74 - 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
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,77	0,0590	0,0582
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0514	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0505	0,1429

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

Quadro 4-75 - 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	2,11	0,0590	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0521	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0511	0,1429

Quadro 4-76 - 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	1,99	0,0593	0,0656
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0555	0,0902
Escalão 3	501 - 1.000	4,04	0,0514	0,1327
Escalão 4	1.001 - 10.000	4,35	0,0505	0,1429

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 2016.

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 2016-2017”.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2016-2017

Quadro 4-77 - 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		4,97	0,040791	0,032795	0,046857	0,1634	0,00154052
Mensal	10.000 - 100.000	63,28	0,048288	0,040293		2,0804	
	100.001 - 1.000.000	270,55	0,043819	0,035823		8,8949	

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		4,97	0,028860	0,028477	0,026178	0,1634	0,00086066
Curtas utilizações		4,97	0,031602	0,028477	0,005236	0,1634	0,00017213
Mensal	10.000 - 100.000	34,14	0,033048	0,032665		1,1226	
	100.001 - 2.000.000	93,39	0,030793	0,030410		3,0705	

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 2016-2017, 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 4-78 - 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)	0,01753090

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 e na Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, tal como descrito no capítulo 3.1.

Quadro 4-79 - Tarifa de Energia transitória 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	0,02310282
	Escalão 2	0,02310282
	Escalão 3	0,02310282
	Escalão 4	0,02310282

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 2016-2017 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 e na Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, tal como descrito no capítulo 3.1.

Quadro 4-80 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,02504317
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,02910282

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 4-81 - 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)	2,02
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00049604

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 4-82 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,23
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00104081

5 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2016-2017

5.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 62.º, 120.º e 243.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) em vigor 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.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.
- Preço de leitura extraordinária.

Do mesmo modo, estabelecem os artigos 170.º e 181.º do RRC em vigor, 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 2016-2017 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 62.º e 243.º do RRC, fundamentalmente pelo facto de não 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 respectivas atividades.

No que respeita aos itens mencionados nos artigos 170.º e 181.º do RRC e Diretiva n.º 2/2011, os operadores de rede entendem que, devendo os mesmos ser objeto de análise mais aprofundada na próxima revisão da respetiva subregulamentação, a previsivelmente realizar no decurso do novo período regulatório a iniciar-se em 1 de julho de 2016, os valores de referência para esses encargos deverão ser mantidos nesta fase.

Já no caso da fixação da quantia mínima em caso de mora, constante do artigo 120.º do RRC, 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 saída significativa de consumidores para fornecimento em regime de mercado, bem como da ausência de conflitualidade associada a este preço regulado.

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 2015-2016, 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, mantendo o seu entendimento para o ano gás seguinte.

5.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2016-2017

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 2016-2017, os operadores das redes de distribuição propõem a manutenção dos preços atualmente em vigor.

Tendo em conta a convergência realizada no passado para a aderência aos custos, a ERSE considerou aceitável a proposta efetuada pelas empresas para a manutenção dos preços para os seguintes serviços:

- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural.
- Preço de leitura extraordinária.
- Encargos com a rede a construir.

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Preços dos serviços regulados a vigorar em 2016-2017

- Valores de referência referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.

Tendo em consideração a falta de fundamentação das propostas das empresas, relativamente à fixação da quantia mínima a pagar em caso de mora, a ERSE considera equilibrado manter os valores adotados para o ano gás de 2016-2017.

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 2016-2017 são os indicados no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2016-2017)

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor	Preços aprovados pela ERSE	
			Preços	Variação face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Interrupção de fornecimento:	17,01	17,01	0%
	Restabelecimento do fornecimento:			
	Dia útil (8 às 18h)	25,51	25,51	0%
	Dia útil (18 às 20h)	30,32	30,32	0%
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento	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 2016-2017 são os indicados no Quadro 5-2.

Quadro 5-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2016-2017)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor	Preços aprovados pela ERSE	
		Preços	Variação face aos preços em vigor (%)
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€m)	30,90	30,90	0%
Rede a construir (€m)	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 2016-2017 assume o valor apresentado no Quadro 5-3.

Quadro 5-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2016-2017)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor	Preços aprovados pela ERSE	
			Preço	Variação face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	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 2016-2017 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 2016-2017))

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor	Preços aprovados pela ERSE	
		Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0%
Mais de 8 dias	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 172.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:

- a) 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.
- b) Percentagem do custo verificado para a construção da ligação em causa.

A ERSE colocou em consulta pública de revisão regulamentar a proposta de alteração das disposições relativas à partilha de encargos de ligação às redes, incluindo os encargos com a integração de novos plos de consumo. Desta revisão regulamentar resultará a abertura de um processo de revisão da subregulamentação nele prevista, também esta com incidência nas regras de partilha dos diferentes encargos.

Neste contexto, atenta também a proposta efetuada pelos operadores de rede de distribuição, a ERSE considerou oportuna a manutenção da estrutura e dos preços aprovados para o ano gás 2015-2016, sendo estes os valores a vigorar até à revisão integral do quadro regulamentar e de subregulamentação.

Neste sentido, será utilizada a fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural estabelecida na Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, que fixou em 20%, para o ano gás 2015-2016, o valor da percentagem referida no agora artigo 172.º do RRC.

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

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

em que:

I_p Valor do investimento na ligação à rede (€)

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

A aplicação da fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural prevê a publicação anual pela ERSE de um fator aplicável a cada nível de pressão (F_j). Os fatores para a baixa e média pressão em vigor até 30 de junho de 2016 e aprovados com a Diretiva n.º 6/2014, 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 2016-2017 conduz aos seguintes fatores aprovados pela ERSE para vigorar entre 1 de Julho de 2016 e 30 de Junho de 2017:

- 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 181.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 181.º do RRC prevê as seguintes situações:

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Preços dos serviços regulados a vigorar em 2016-2017

- 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 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 considera 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 2015-2016.

Os valores a vigorar no exercício tarifário de 2016-2017 são os indicados no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 - Valores de referência

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor	Preços aprovados pela ERSE	
		Valores	Variação face aos preços em vigor (%)
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 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

De acordo com a Diretiva da ERSE n.º 10/2015, 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, a considerar para efeitos de cálculo da tarifa de uso da rede de transporte, nos termos previstos no Regulamento Tarifário, em função da distância percorrida entre o Terminal de GNL de Sines e a Unidade Autónoma de GNL, são os que resultam da aplicação da fórmula seguinte:

$$Ca = F \times E \times \text{Dist} + \text{TF}$$

em que:

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

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

E (MWh) – Energia transportada em cada cisterna.

Dist (km) – Distância reconhecida para cada UAG.

TF (€) – Termo fixo definido anualmente pela ERSE.

Os valores que vigoraram no ano-gás 2015-2016 são os seguintes:

$$F = 0,0078 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$\text{TF} = 102 \text{ €}$$

O quadro seguinte sumariza a análise que foi realizada pela ERSE à informação disponibilizada pelo operador da rede de transporte.

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
2015	64	3271	966 873	2 756 575	2 670 428

Nota: valores provisórios

O quadro anterior não inclui cargas 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,

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna

transporte marítimo entre Lisboa e o Funchal e transporte rodoviário entre o Funchal e Socorridos). Em 2015 foram efetuadas 1523 cargas tendo como destino a UAG de Socorridos.

A análise do quadro anterior permite concluir que o mecanismo de preço máximo permitiu reduzir em cerca de 3% o valor a incluir na tarifa de uso da rede de transporte.

Para o ano gás de 2016-2017, o operador da rede de transporte enviou à ERSE uma proposta de manutenção da fórmula utilizada para cálculo do custo máximo e dos respetivos parâmetros. A empresa justifica a manutenção com o equilíbrio atingido entre o total dos custos apresentados pelos agentes e o total reconhecido pela REN Gasodutos.

O Gestor Logístico de Unidades Autónomas de GNL (Galp Transgás) enviou o relatório anual de atividades que permite caracterizar as funções desempenhadas em 2015.

A ERSE concorda com a manutenção da fórmula e dos parâmetros, o que permitirá recolher mais informação sobre o tema. Todavia, importa que o operador de rede de transporte desenvolva estudos mais detalhados sobre o tema.

Deste modo, para o ano gás de 2016-2017, 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, resultam da aplicação da fórmula seguinte:

$$\mathbf{Ca = F \times E \times Dist + TF}$$

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 a adotar para os fatores F e TF são:

$$\mathbf{F = 0,0078 \text{ €/(MWh x km)}}$$

$$\mathbf{TF = 102 \text{ €}}$$

As distâncias reconhecidas por UAG a considerar no cálculo anterior serão 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

*TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019*

Custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna

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 2016-2017.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade regulada, entre o ano gás 2015-2016 e o ano gás 2016-2017, 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 2015-2016. No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2016-2017, para as diferentes infraestruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2016-2017 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

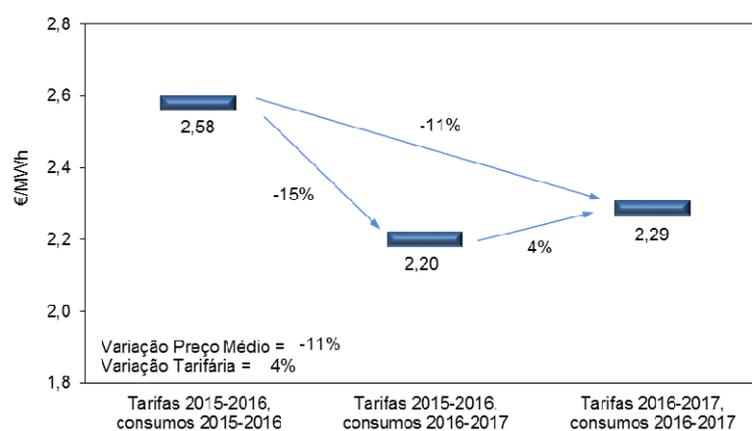
No Quadro 7-1 e na Figura 7-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2016-2017.

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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	40 249	34 576	35 951
Quantidades (GWh)	15 597	15 706	15 706
Preço médio (€/MWh)	2,58	2,20	2,29

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

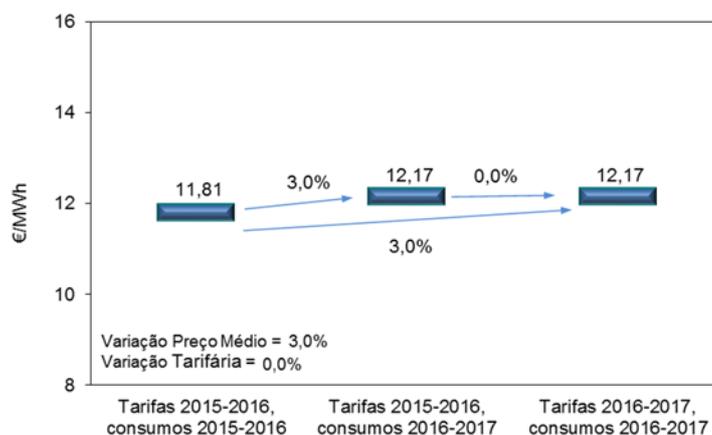
No Quadro 7-2 e na Figura 7-2 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo do ano gás 2015-2016 para o ano gás 2016-2017.

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

Estado e características	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	27 828	19 826	19 825
Quantidades (GWh)	2 357	1 630	1 630
Preço médio (€/MWh)	11,81	12,17	12,17

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



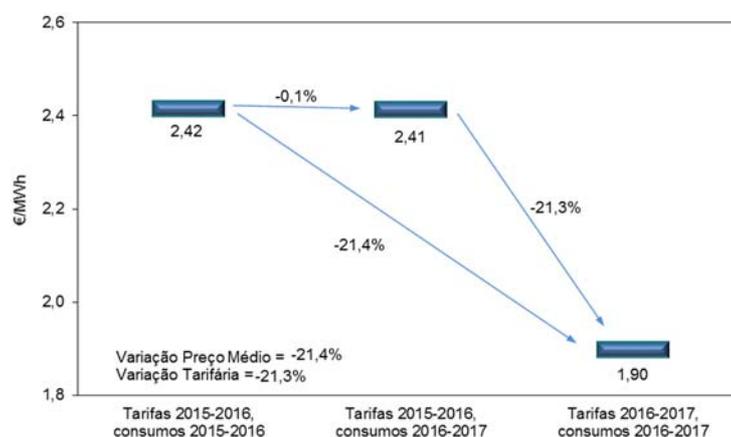
7.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	119 208	119 609	94 119
Quantidades (GWh)	49 343	49 550	49 550
Preço médio (€/MWh)	2,42	2,41	1,90

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



Ao abrigo do Regulamento Tarifário e 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.

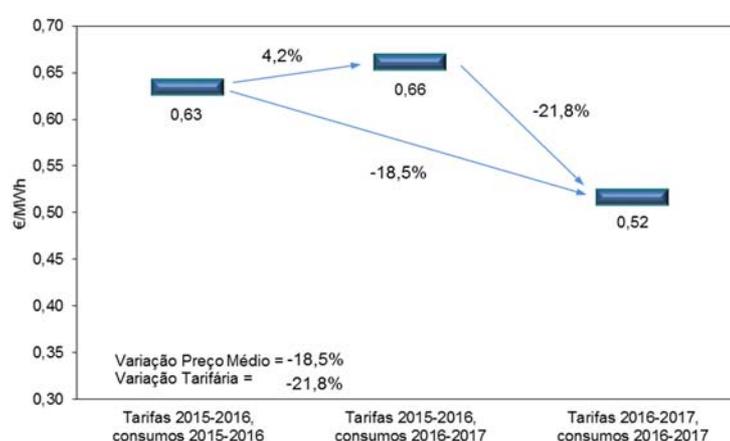
Em observância dos princípios da transparência e objetividade do relacionamento comercial com os seus clientes, os comercializadores devem informar os seus clientes sobre o significado dos valores que constituem a fatura de gás natural.

No Quadro 7-4 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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	31 326	32 785	25 633
Quantidades (GWh)	49 343	49 550	49 550
Preço médio (€/MWh)	0,63	0,66	0,52

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

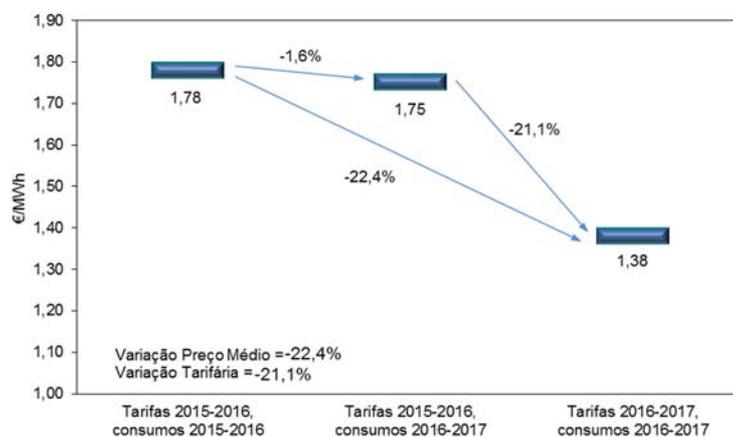


No Quadro 7-5 e na Figura 7-5 apresenta-se a evolução do preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.

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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	87 881	86 824	68 486
Quantidades (GWh)	49 343	49 550	49 550
Preço médio (€/MWh)	1,78	1,75	1,38

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



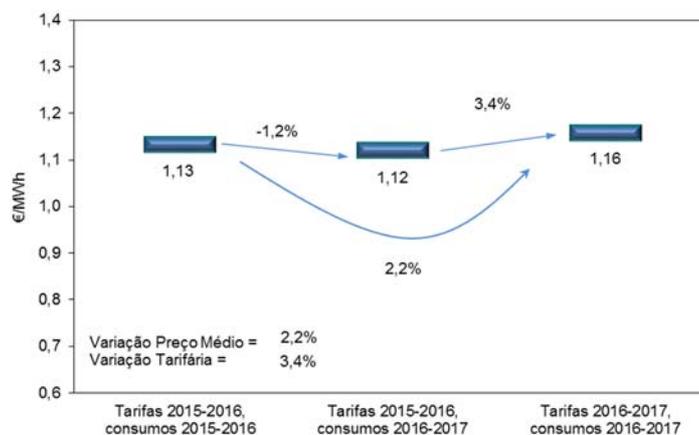
7.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

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 2015-2016 e o ano gás 2016-2017.

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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	55 983	55 559	57 426
Quantidades (GWh)	49 343	49 550	49 550
Preço médio (€/MWh)	1,13	1,12	1,16

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



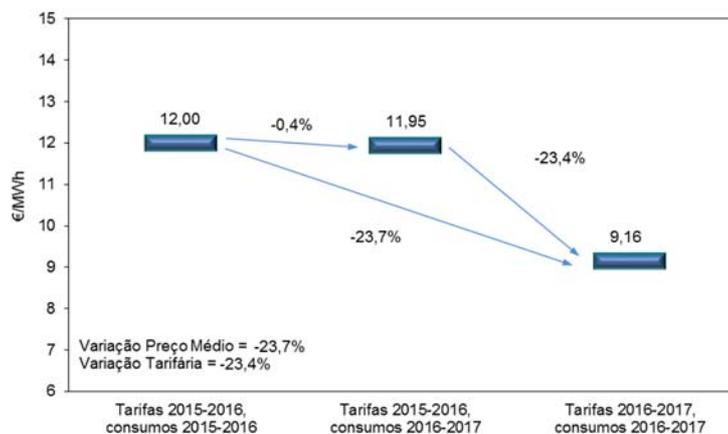
7.1.5 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	293 031	293 352	224 679
Quantidades (GWh)	24 418	24 540	24 540
Preço médio (€/MWh)	12,00	11,95	9,16

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 2016 de acordo com o definido pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

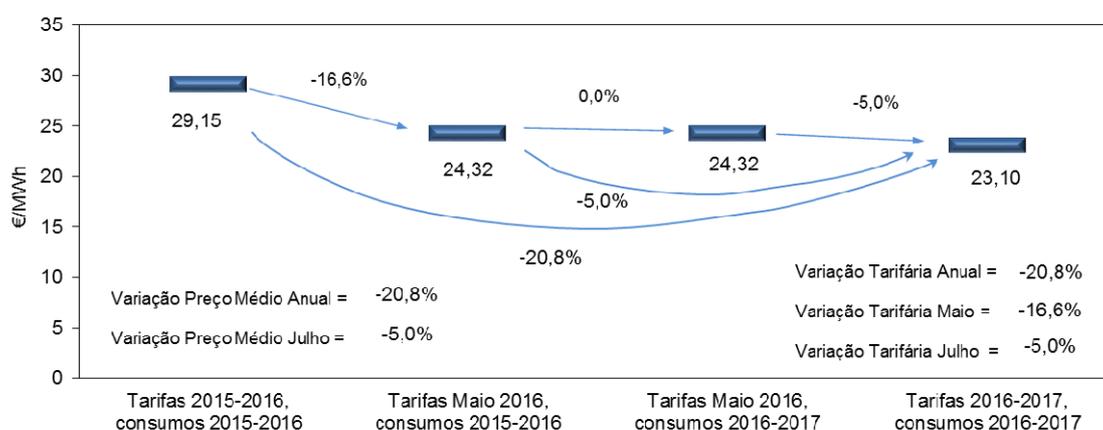
As tarifas de energia aprovadas em maio de 2016 e em julho de 2016 incorporam a recente redução dos custos de aprovisionamento de gás natural nos termos das referidas Portarias.

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

Estado e características	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas Maio 2016, consumos 2015-2016	Tarifas Maio 2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	26 864	22 407	24 141	22 935
Quantidades (GWh)	921	921	993	993
Preço médio (€/MWh)	29,15	24,32	24,32	23,10

Conforme se ilustra na Figura 7-8, a tarifa de energia de maio de 2016 observa uma variação tarifária, face à tarifa de energia aprovada para julho de 2015, de -16,6%. Entre as tarifas de maio de 2016 e as tarifas para o ano gás de 2016-2017 verifica-se uma variação tarifária de -5,0% na tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Nestas circunstâncias resulta uma variação tarifária anual acumulada de -20,8%.

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



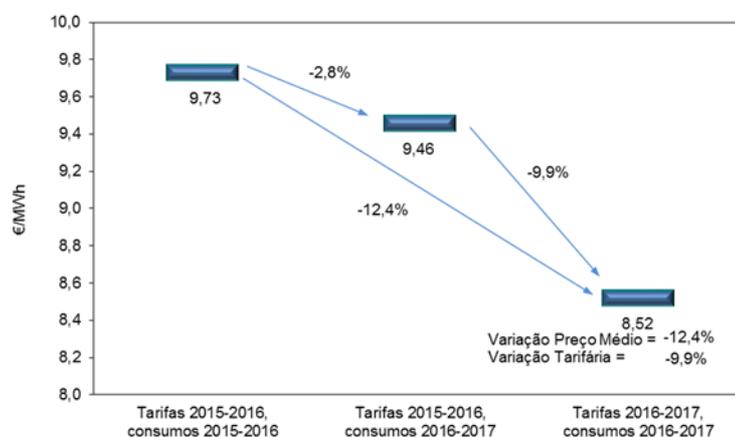
7.1.7 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	8 966	9 390	8 462
Quantidades (GWh)	921	993	993
Preço médio (€/MWh)	9,73	9,46	8,52

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

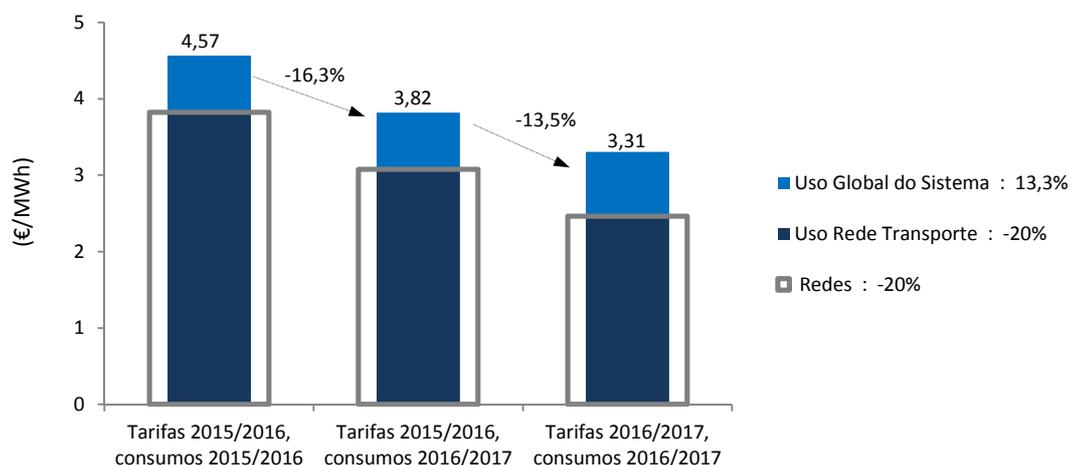
em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

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 2015-2016 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2015-2016 aplicadas aos consumos previstos para o ano gás 2016-2017. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2016-2017.

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

Estado e características	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifa 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Proveitos (10 ³ EUR)	31 059	31 600	27 337
Quantidades (GWh)	6 802	8 271	8 271
Preço médio (€/MWh)	4,57	3,82	3,31

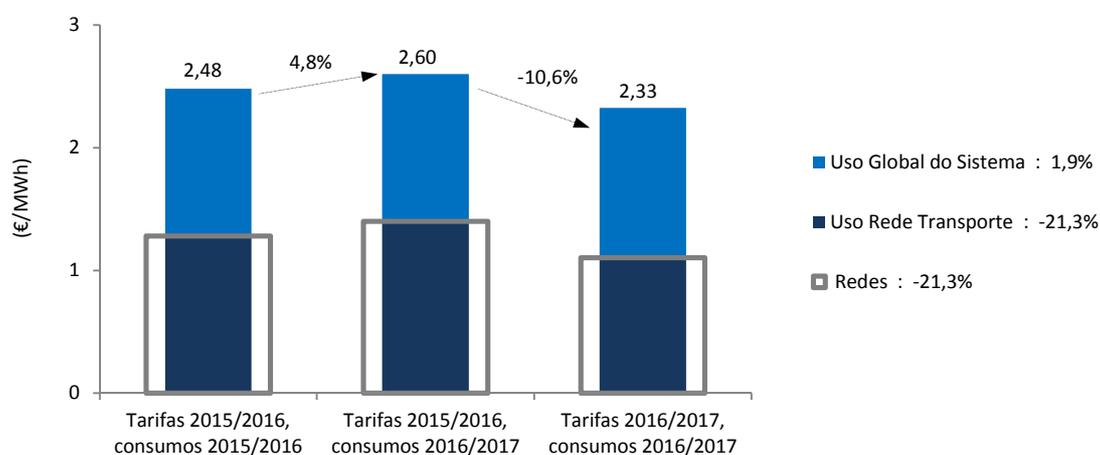
Figura 7-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores



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

Estado e características	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Proveitos (10 ³ EUR)	44 841	43 410	38 826
Quantidades (GWh)	18 079	16 696	16 696
Preço médio (€/MWh)	2,48	2,60	2,33

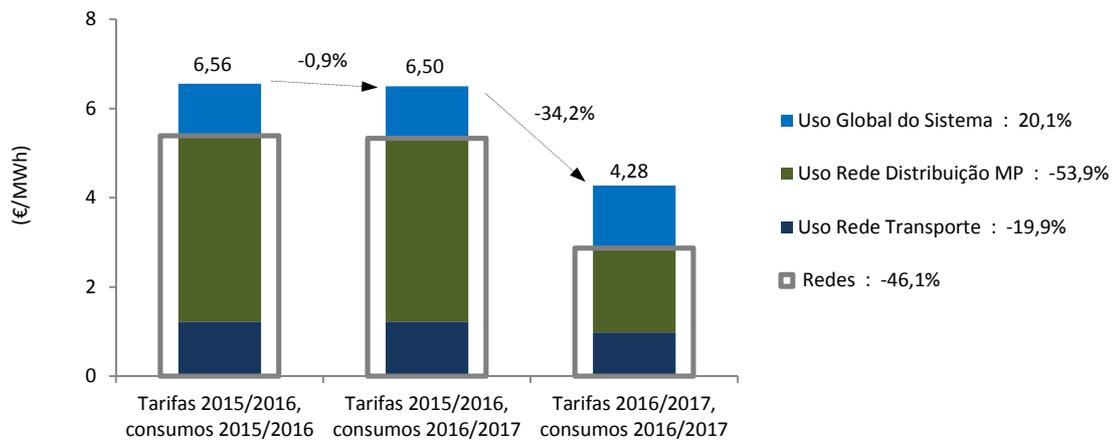
Figura 7-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão



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

Estado e características	Tarifas 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Proveitos (10 ³ EUR)	110 320	110 263	72 527
Quantidades (GWh)	16 827	16 963	16 963
Preço médio (€/MWh)	6,56	6,50	4,28

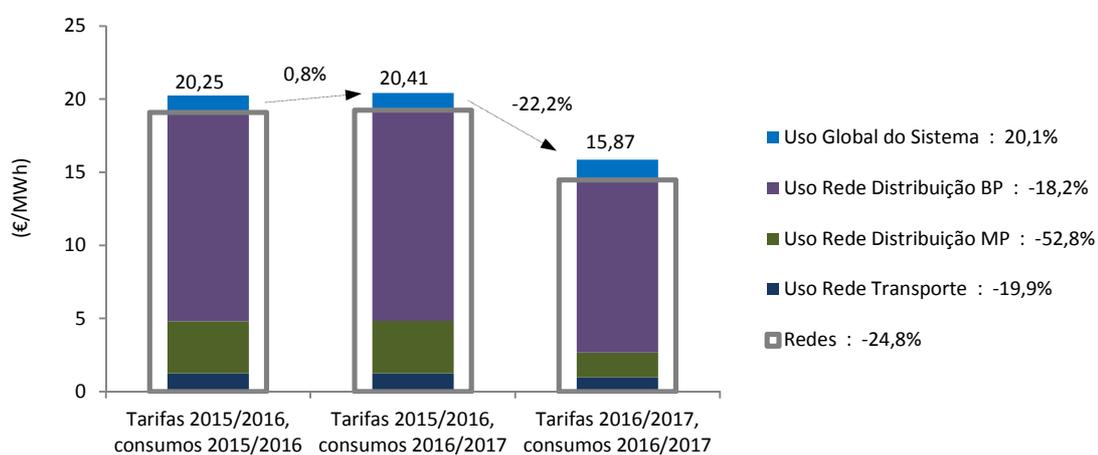
Figura 7-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão



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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Proveitos (10 ³ EUR)	75 452	75 224	58 505
Quantidades (GWh)	3 726	3 686	3 686
Preço médio (€/MWh)	20,25	20,41	15,87

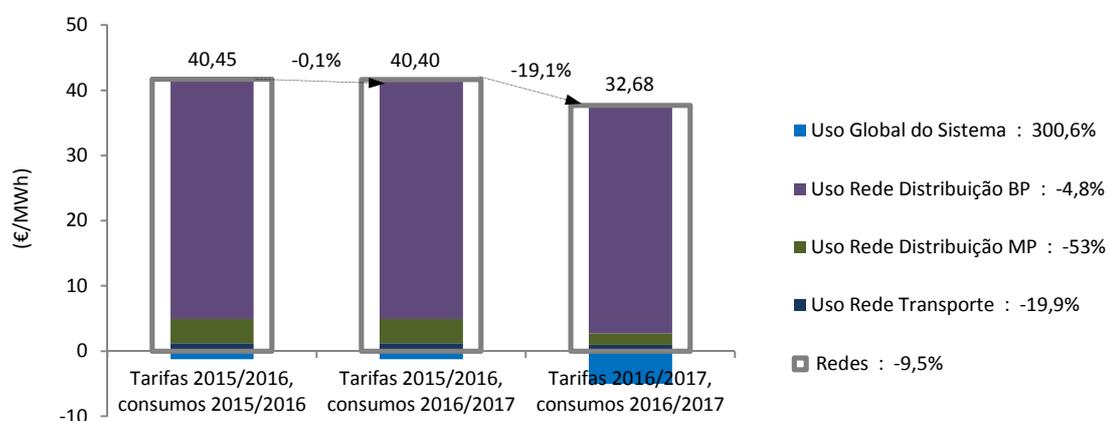
Figura 7-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³



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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas 2015-2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Proveitos (10 ³ EUR)	156 364	157 198	127 170
Quantidades (GWh)	3 865	3 891	3 891
Preço médio (€/MWh)	40,45	40,40	32,68

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 2016-2017

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

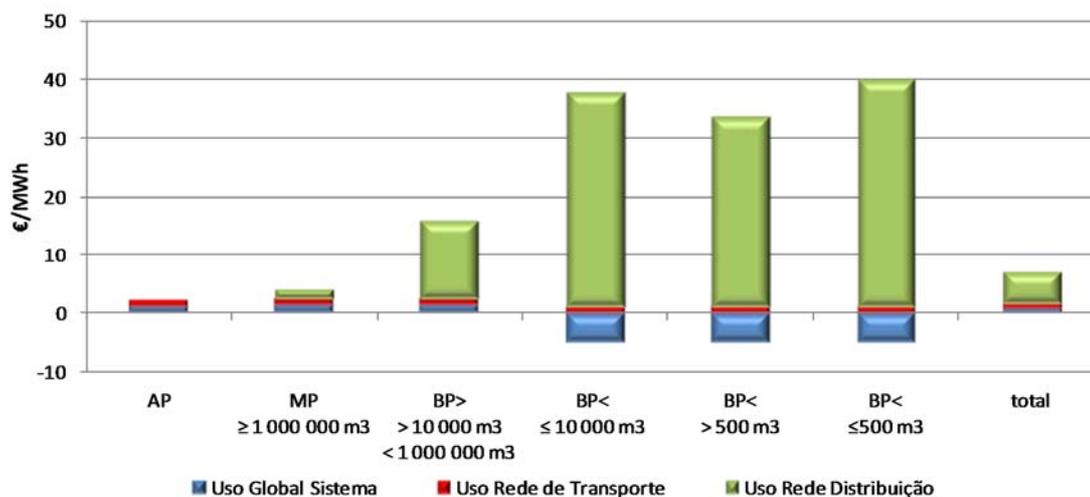
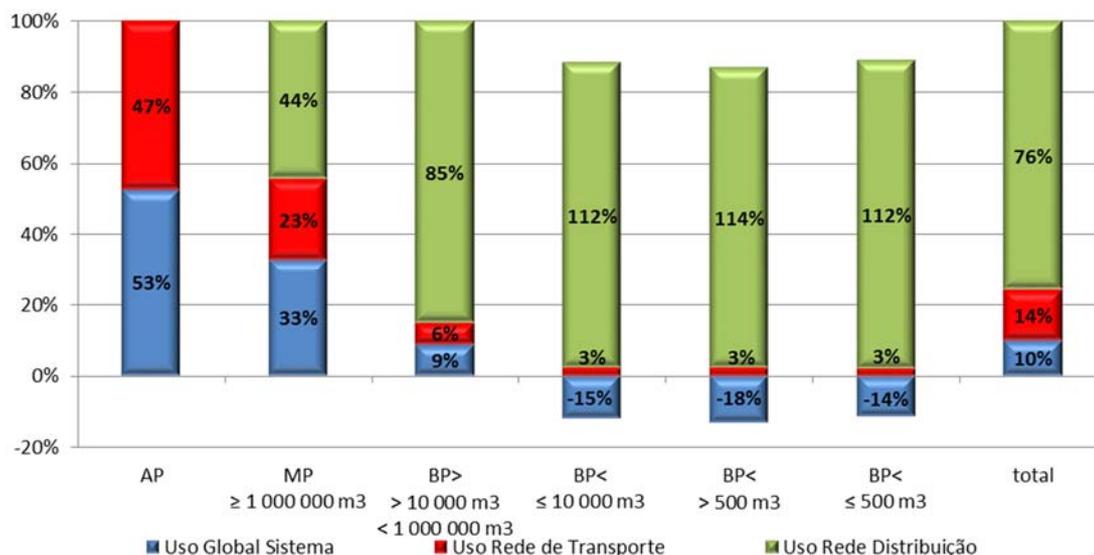


Figura 7-16 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



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

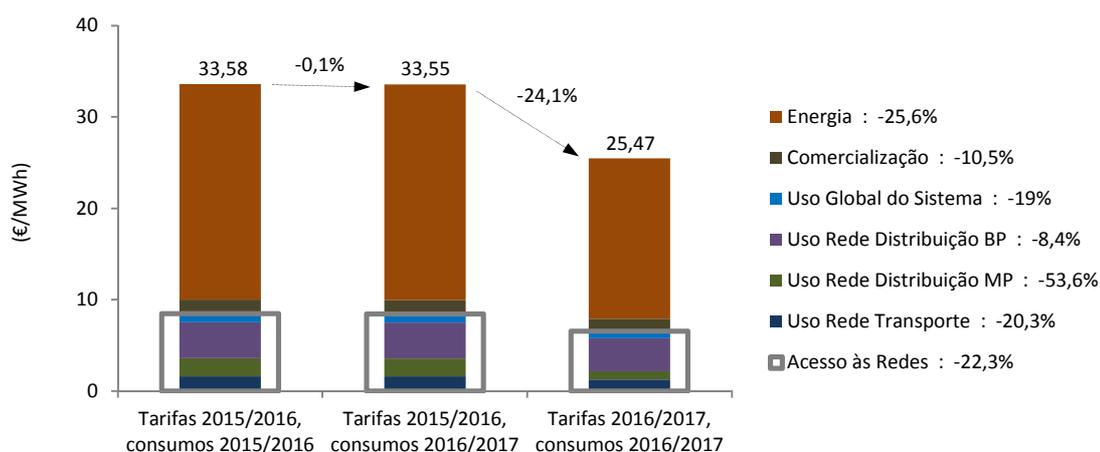
No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP, MP, BP> e BP<, entre o ano gás 2015-2016 e o ano gás 2016-2017. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das

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, 17,53 €/MWh. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão.

A evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a Clientes Finais pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2015-2016 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2015-2016 aplicadas aos consumos previstos para o ano gás 2016-2017. O terceiro estado corresponde ao preço médio previsto para o ano gás 2016-2017.

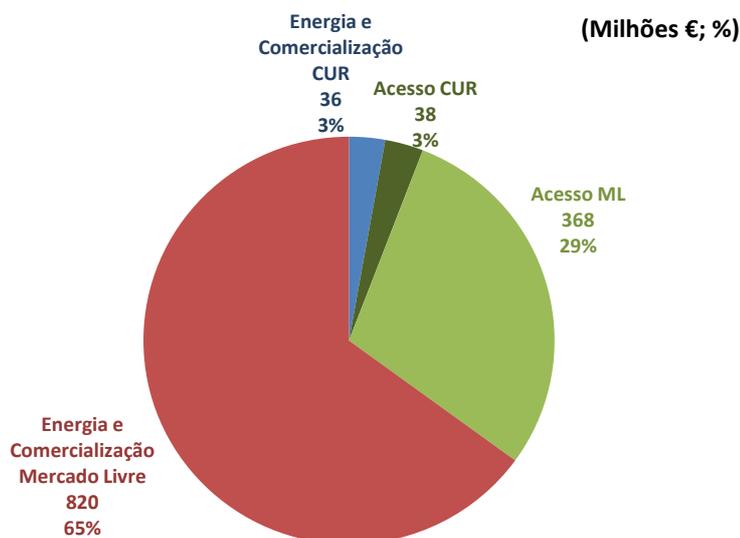
Na Figura 7-17, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -20,3% para o Uso da Rede de Transporte, -53,6% para o Uso da Rede de Distribuição em MP, -8,4% para o Uso da Rede de Distribuição em BP, -19,0% para o Uso Global do Sistema, -10,5% para a Comercialização e -25,6% para a Energia.

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



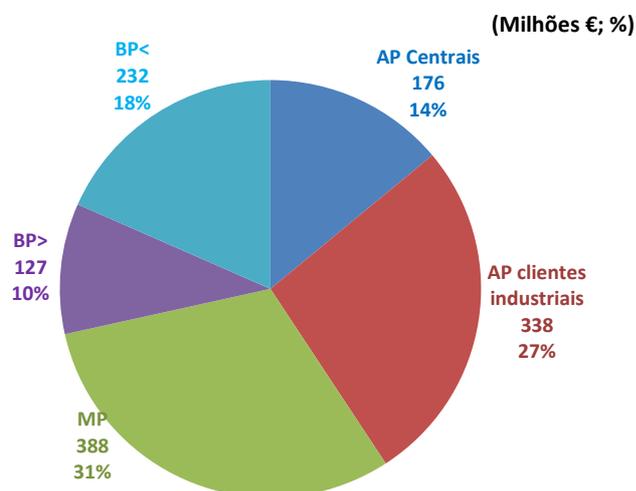
Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás natural no ano gás 2016-2017, sendo de destacar o reduzido peso da comercialização de último recurso nas receitas do setor, 6% que compara com 94% no mercado livre, conforme se ilustra na Figura 7-18. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso regulado pela ERSE, quer para o CUR, quer no mercado livre, que perfazem um valor global de 406 milhões de euros, 32% 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 2015-2016 e o ano gás 2016-2017, para os diferentes níveis de pressão. Registam-se variações diferenciadas por nível de pressão: -23,9% para os centros

electroprodutores, -24,1% para os clientes industriais em AP, -26,6% em MP, -23,5% em BP> e -19,9% 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

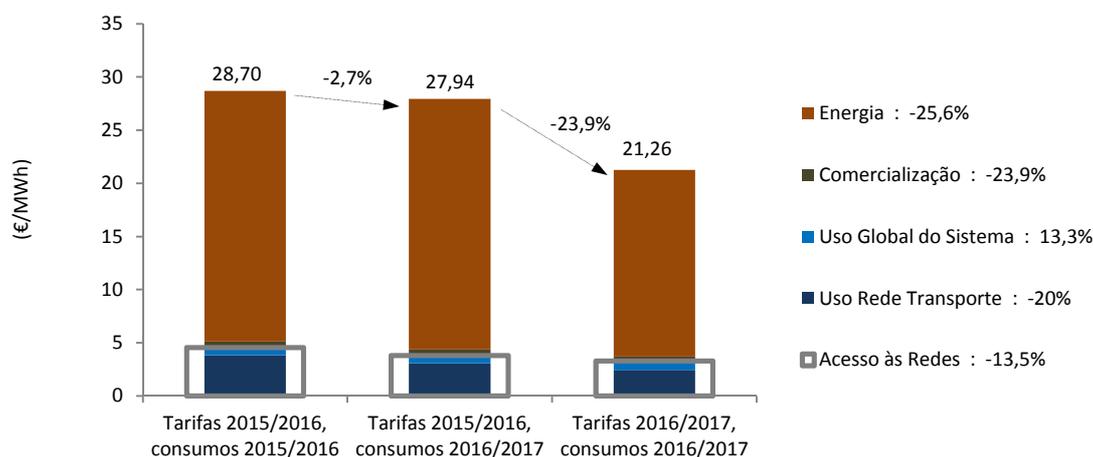


Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

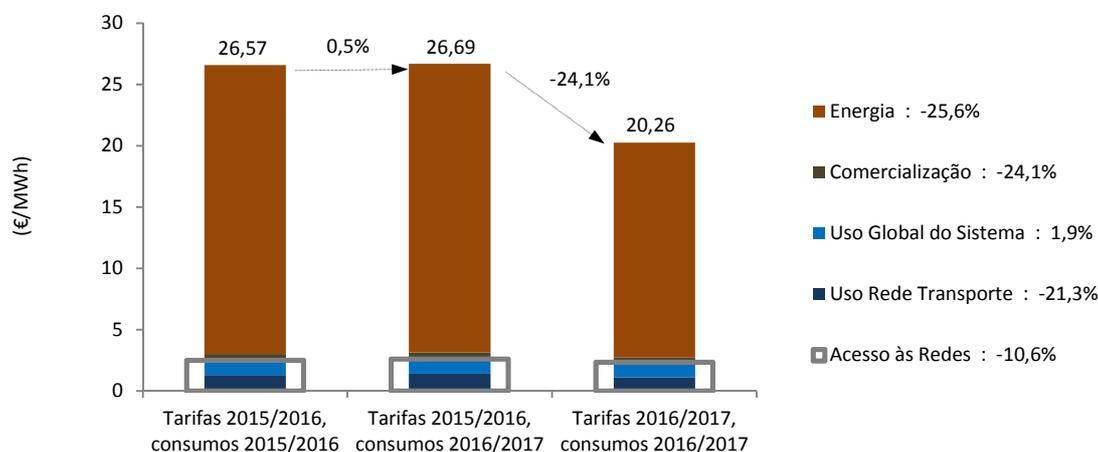


Figura 7-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em

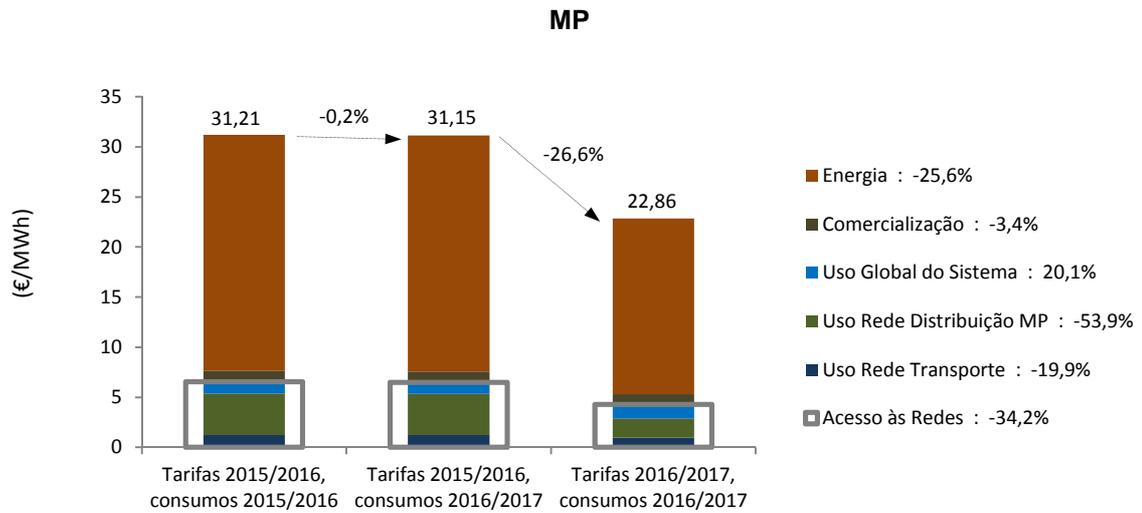


Figura 7-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em

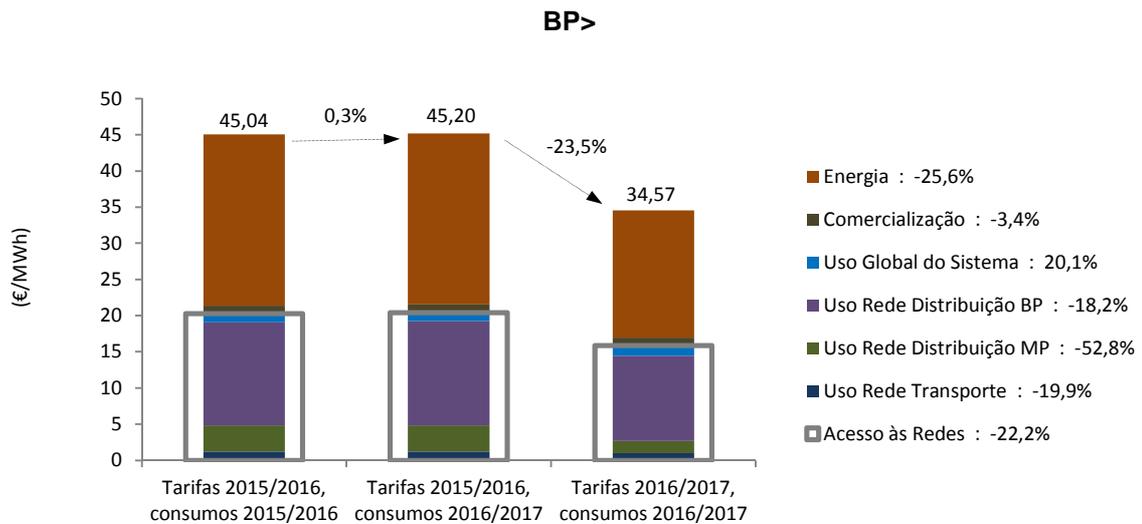
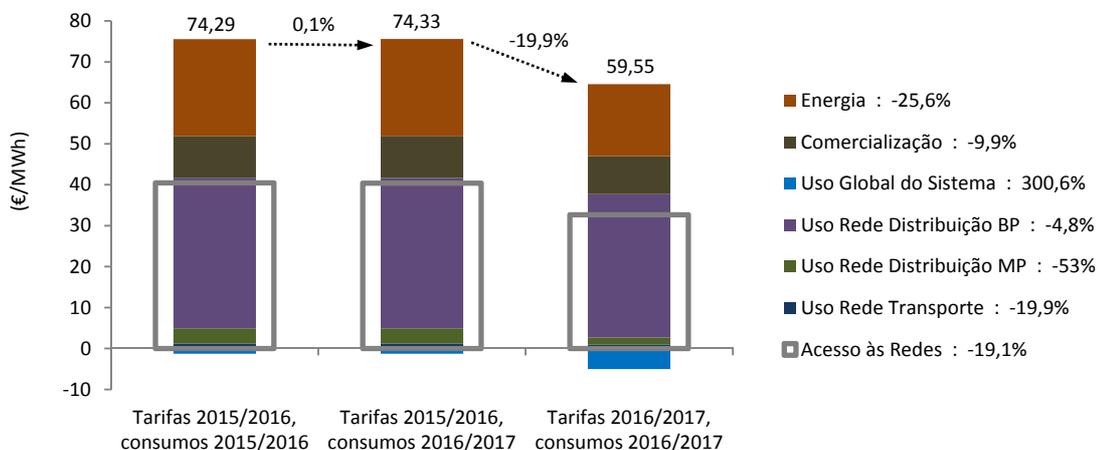


Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em

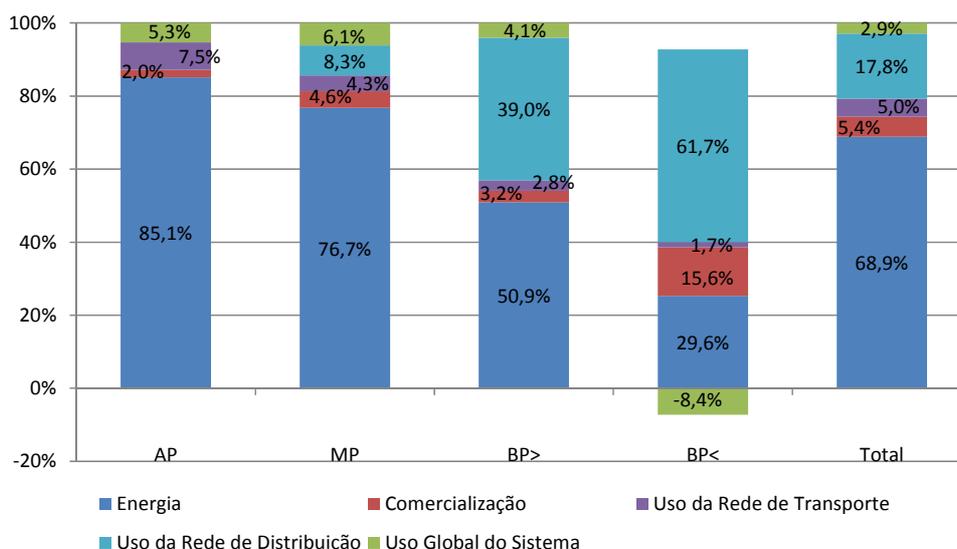
BP<



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



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

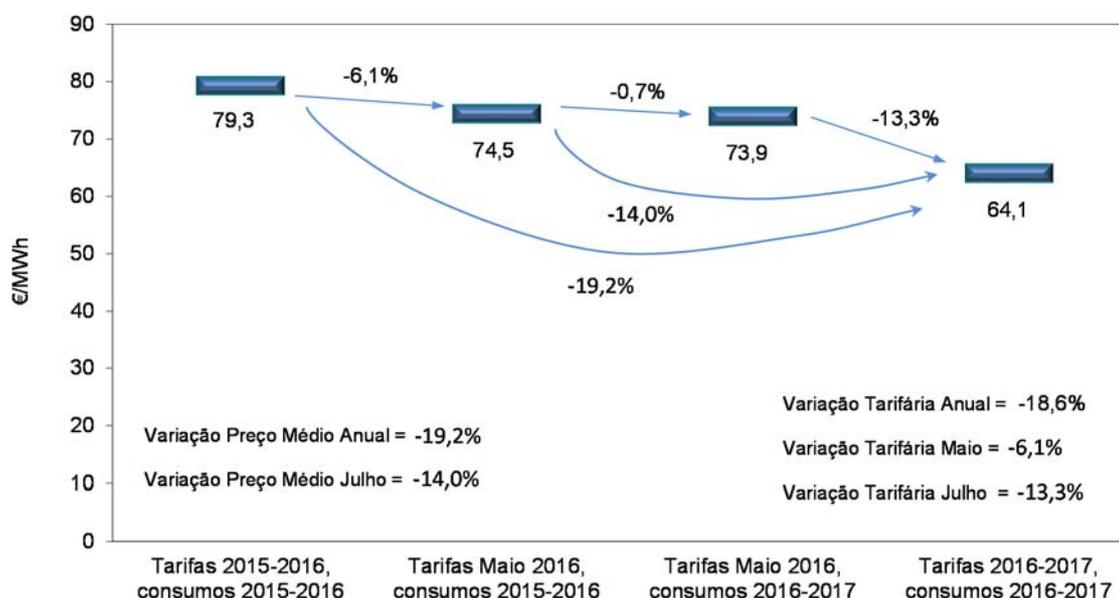
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, representada no Quadro 7-15 e na Figura 7-26 de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas.

Em resultado das descidas recentes dos custos de aprovisionamento de gás natural, observa-se uma variação tarifária de -6,1% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em maio de 2016. Em julho de 2016 observa-se uma variação tarifária de -13,3%, resultante da variação anual das tarifas de acesso às redes e da variação da tarifa de energia transitória a aplicar em julho. Destas duas variações tarifárias resulta um efeito combinado acumulado na variação tarifária de -18,6%.

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 2015-2016, consumos 2015-2016	Tarifas Maio 2016, consumos 2015-2016	Tarifas Maio 2016, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017
Receitas (10 ³ EUR)	73 075	68 617	73 414	63 614
Quantidades (GWh)	921	921	993	993
Preço médio (€/MWh)	79,3	74,5	73,9	64,1

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 2016, aprovando-se uma variação tarifária de -20,2% e de -14,6% em MP e em BP>, respetivamente, face às tarifas aplicáveis a partir de maio de 2016.

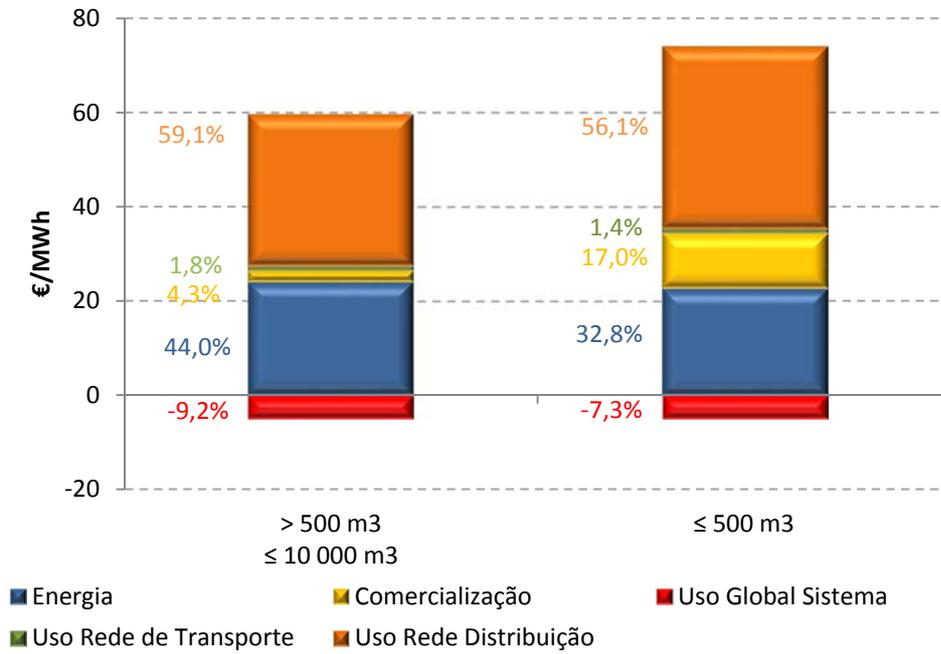
A variação tarifária observada em maio de 2016 para estas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ é de -10,2% e -7,5% em MP e em BP>.

A variação tarifária total anual acumulada para os fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ é -28,4% em MP e -21,2% em BP>.

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 transitória, 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



ANEXOS

**ANEXO I
SIGLAS**

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019

Anexo I

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

- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017 das empresas reguladas do setor do gás natural;
- Parâmetros para o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019;
- Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2016-2017;
- Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017;
- Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural;
- 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 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2016-2019”**

RJ
H.L.
Rang

Parecer sobre a Proposta de

“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019”

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (doravante abreviado 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 vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao CT uma “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019”², solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 06.05.2016.

Posto o que, nos termos do nº 3 do artigo 147º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o nº 1 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

¹ Cf. artigo 48º do Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro

² Cf. Ref: E-Tecnicos/2016/379/VM/ao, de 14/04/2016

I – GENERALIDADE

1 - ENQUADRAMENTO

1. A proposta da ERSE de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período Regulatório 2016-2019", traduz-se na aplicação dos parâmetros agora propostos para o período regulatório 2016-2019.
2. A proposta encerra uma redução global média de 18,5%, para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m³/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, micro e pequenas empresas, aplicável a 4% do consumo de GN estimado.
3. A Tarifa Social de Venda a Clientes Finais com consumos ≤500 m³/ano, apresenta uma redução de 32,4%, no período de 1 de julho de 2016 a 30 de junho de 2017.
4. Complementarmente são propostas as seguintes variações:

Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2016-2017/2015-2016
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	-13,7%
Clientes em MP e BP (> 10 000 m ³)	-30,3%
Clientes em BP (< 10 000 m ³)	-19,2%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação 2016-2017/2015-2016
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	4%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-23%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-23%

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

Tarifas por atividade	Variação tarifária acumulada julho 2017/julho 2016
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-20,5%

13
11.1
(Rev.)

Varição anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Varição 2016-2017/2015-2016
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	-9,9%

Pelo que:

- a. O CT reitera e lamenta, conforme expresso em pareceres anteriores, que a ERSE não tenha aproveitado a atual conjuntura para promover a uniformidade tarifária nacional, sendo que sobre os consumidores recaem encargos adicionais diferenciados resultantes das Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS), aplicadas por Município.
- b. O CT enfoca ainda que as TOS, pelas elevadas e díspares taxas praticadas pelos diversos Municípios, afetam a competitividade relativa das empresas, potenciando igualmente situações de não instalação ou deslocalização de unidades industriais, que não podem deixar de ser encaradas como penalizadoras para os Municípios em causa.
- c. O CT constata manter-se o processo judicial respeitante ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e à interpretação dos Contratos de Concessão da Distribuição, situação a que o CT aludiu em parecer anterior reiterando a recomendação que nos documentos se evitem opiniões subjetivas quanto à posição das partes no âmbito do mesmo.
- d. Como recorrentemente tem sugerido, o CT entende ser necessário que a ERSE promova, junto do Legislador, o desenvolvimento urgente de medidas conducentes à redução dos custos fixados ou permitidos legislativamente, sugerindo nomeadamente a alteração do modo de fixação do custo do GN; a supressão do sobrecusto 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.

2. - COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

1. O CT constata a crescente relevância do mercado liberalizado no Setor do Gás Natural, evidenciada no documento de "Caracterização da Procura de gás natural no ano gás 2016-2017", onde a estimativa aponta para que 77% do número total de clientes e 97% do total de energia fornecida já estejam em regime de mercado, não incluindo os centros electroprodutores. Com a inclusão destes centros electroprodutores o consumo de energia no mercado regulado será de 2,4%.

2. De realçar que, o consumo médio dos clientes do mercado regulado é diferente do consumo médio dos clientes do mercado livre, pelo que os impactos das alterações tarifárias são distintos.
3. Neste sentido, as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TVCF) são cada vez menos relevantes para os consumidores e para a sua perceção dos impactos das alterações tarifárias na sua fatura mensal, considerando o CT por isso que a comunicação dos impactos das alterações tarifárias deve ter um maior enfoque nas alterações propostas nas tarifas de acesso às redes (TAR) e respetiva repercussão nos consumidores do mercado liberalizado.
4. O CT recorda a este propósito que o Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, veio proibir a indexação das tarifas de mercado às TVCF, pelo que cada comercializador estabelece as suas próprias ofertas. Neste contexto, torna-se mais difícil ao consumidor distinguir o valor das componentes reguladas nas propostas de tarifas dos comercializadores de mercado.
5. Deste modo, deve a ERSE monitorizar e garantir que existe um *pass-through* das variações das Tarifas de Acesso as Redes para os consumidores que já estão no mercado livre.

3. – REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

1. Na medida em que a revisão do Regulamento Tarifário agora aprovado pela ERSE, tem tradução na proposta de Tarifário em apreciação, o CT tomou nota dos comentários da ERSE às diferentes propostas apresentadas pelos *stakeholders* do SNGN sobre os documentos propostos na 54ª Consulta Pública (Revisão Regulamentar do SNGN), em particular no que concerne ao seu Parecer relativo ao RT, emitido em 3 de fevereiro de 2016.
2. Pela sua relevância no triénio regulatório que agora se inicia, o CT não pode deixar de registar que a ERSE poderia ter incorporado algumas das recomendações apresentadas no processo de Consulta Pública (CP), de resto, consensuais entre os vários *stakeholders*.
3. Sem prejuízo do poder decisório do Regulador, o CT considera que deve a ERSE encarar o processo de consulta pública como um procedimento aberto à inclusão e discussão de novas questões colocadas pelo CT, uma vez que o CT desde sempre considerado que os processos de CP são fundamentais como um momento de apreciação da efetividade dos regulamentos e das melhorias a introduzir.
4. A título de exemplo, o CT ressalva que, a própria ERSE reconhece que a avaliação da proposta de “Recuperação dos Proveitos Permitidos do Transporte e Distribuição de

Gás Natural associada à Procura” (cf. pág.77 e seguintes do Documento “Discussão dos Comentários à Proposta de Revisão do RT”) foi consensualmente negativa³, desde logo pelo potencial de criação de défices tarifários que o CT tem recomendado dever ser evitado.

5. Na sequência do anteriormente exposto, o CT recomenda uma maior abertura da ERSE às sugestões que lhe são apresentadas durante os processos de CP, com o que se poderá enriquecer as revisões regulamentares, discutindo as questões consideradas mais relevantes pelos intervenientes no SNGN, especialmente se apresentadas de um modo consensual pelos vários interesses presentes consumidores e empresas.

4 - SUBREGULAMENTAÇÃO

Analisando o Regulamento Tarifário, publicado pela ERSE em abril de 2016 e a “Proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2016-2017 e “Parâmetros para o período de regulação 2016-2019”, enviada pela ERSE a este Conselho para emissão de Parecer, o CT considera relevante, desde já, salientar a quantidade de questões estruturantes para o sector do gás natural que a ERSE remeteu para subregulamentação, a preparar futuramente, por vezes sem indicação quanto aos prazos em que a mesma deve ser apresentada para comentário e posterior publicação.

Concretizando, refira-se a título de exemplo:

1) Dinamização do terminal de GNL de Sines

Apesar de ter identificado a necessidade e importância de potenciar a utilização desta infraestrutura e de reconhecer que o mecanismo atualmente em vigor, de “incentivo às trocas reguladas de GNL”, apresenta limitações e inconvenientes que impossibilitam na prática a sua utilização, a ERSE optou por manter as regras atuais, prevendo contudo apenas a possibilidade de vir no futuro a aprovar, em subregulamentação, um mecanismo alternativo que assegure de forma efetiva a dinamização do acesso ao terminal por novos utilizadores.

Sem definir, mesmo de forma genérica, os princípios que estarão subjacentes aquela subregulamentação, na prática, não será possível aos agentes tomarem as suas decisões de contratação de capacidade para o próximo período relevante, com início em outubro 2016.

³ cf. comentários do CT, AdC e empresas reguladas

Ry
H.L
Pau

Se assim for, a desejada dinamização do terminal, não será expectável no médio prazo, com os impactos negativos daí decorrentes.

O CT considera que até ao início do ano gás 2016-2017, deve a ERSE obviar esta situação, devendo publicar a subregulamentação e tarifas que concretizem de forma quantitativa os mecanismos adicionais anunciados, para que os agentes possam incluir esta informação no seu processo de contratação ainda em 2016.

2) Código europeu de balanceamento de redes

A implementação das regras decorrentes do código europeu de balanceamento de redes a partir de 1 de outubro de 2016 em Portugal, irá afetar a atividade dos vários agentes do sector, com impactos económicos associados que poderão ser significativos e ter repercussões nos consumidores finais, sendo que a única decisão objetiva da ERSE sobre esta matéria, consiste no abandono de uma tarifa anual relativa aos encargos de neutralidade, inerentes às regras de balanceamento a implementar.

Esta decisão, que o CT considera positiva, por ir ao encontro do espírito do código europeu já mencionado e à opinião generalizada dos agentes do sector, deixa no entanto um vazio de informação tendo em conta a opção da ERSE de remeter para revisão de subregulamentos, designadamente do Manual de Gestão Técnica do Sistema (MPGTG), a definição dos aspetos cruciais relativos à implementação das regras de balanço, tais como, a metodologia de formação dos custos a suportar pelos agentes por desbalanceamento da sua posição.

A publicação atempada destas regras é fundamental para que os agentes de mercado possam organizar a sua atividade de forma a reduzir os riscos e custos em que poderão incorrer, minimizando em o impacto negativo na competitividade do sector.

3) Mercado Organizado em Portugal e MIBGÁS

No que respeita à concretização do Mercado Organizado em Portugal e MIBGÁS, que terá certamente impacto nas estratégias das empresas e nos preços para os consumidores considerando os impactos económicos associados ao modelo que venha a ser adotado, assinala este Conselho o comentário da ERSE no seu documento de discussão dos comentários à proposta de revisão do Regulamento Tarifário - *“haverá passos adicionais a realizar, com a colaboração e participação de todos os interessados”* – por considerar que não é claro se estes passos irão incluir a publicação de subregulamentação específica.

O CT manifesta preocupação com o calendário de publicação das decisões externas ao regulador.

Se for o caso, entende o CT, pelas mesmas razões apontadas a propósito das regras de balanço, que será da máxima importância avançar com a proposta desta subregulamentação o quanto antes.

4) Tarifas de acesso à rede de transporte em contratos de capacidade diária nas saídas

Considera ainda o CT não ter ficado totalmente clara a razão que motivou o adiamento da definição por parte da ERSE de outros temas, designadamente das tarifas de acesso à rede de transporte em contratos de capacidade diária nas saídas para clientes, que apresentam um potencial de poderem contribuir para o desejável aumento do volume veiculado no SNGN.

5) Condições de acesso à rede

Apesar de se tratar de matéria mais diretamente relacionada com o Regulamento de Relações Comerciais, o CT não pode deixar de instar a ERSE a avançar tempestivamente com a revisão da subregulamentação das condições de acesso à rede, que não foram objeto de adequação no Período Regulamentar 2013-16, considerando, em particular, a questão das novas condições de acesso ao Tarifário de AP para clientes com consumo acima de 10 Mm³/ano, pelo que esta subregulamentação deveria ser revista em conformidade.

5 – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

1. Considerando o enquadramento legal e o carácter progressivamente residual da atividade de comercialização de último recurso retalhista, o CT vem novamente alertar a ERSE para a necessidade cada vez mais premente de repensar o modelo organizativo desta atividade, de modo a assegurar, por um lado, a sua adequação à nova realidade do mercado e, por outro lado, garantir o seu desempenho em condições de eficiência, equilíbrio e racionalidade económica.
2. O CT recomenda que a ERSE promova junto do governo a necessária reflexão, desejavelmente envolvendo os *stakeholders* do sector, de modo a que o mais brevemente possível estejam criadas as condições para que esta atividade passe a ser desenvolvida de forma eficiente e adaptada às circunstâncias de mercado.

6. - EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL

6.1. Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)

Até 2006, o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor.

As bases gerais da organização e do funcionamento do SNGN, estabelecidas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, assentam fundamentalmente na exploração da rede pública de gás natural, constituída pela Rede Nacional de Transporte, Instalações de Armazenamento e Terminais de GNL, e pela Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.

A disponibilização do gás natural, por se tratar do acesso a um bem essencial, está sujeita a obrigações de serviço público, da responsabilidade de todos os intervenientes do setor.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, institui, entre outros:

- Atribuir à ERSE a competência para a elaboração, aprovação e aplicação do Regulamento Tarifário do sector do gás natural;
- Que no primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE abrange as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de Armazenamento Subterrâneo, de Gestão Técnica Global do Sistema e de Transporte de gás natural;
- Estabelecer a separação de atividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis, incluindo as bases das concessões;
- As disposições relativas à abertura de mercado, atribuindo o direito de escolha de fornecedor:
 - a. Aos produtores de energia elétrica em regime ordinário a partir de 1 de Janeiro de 2007;
 - b. Aos clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais, a partir de 1 de Janeiro de 2008;
 - c. Aos clientes com consumo anual igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais a partir de 1 de Janeiro de 2009;
 - d. Aos demais clientes a partir de 1 de Janeiro de 2010.
 - e. A aprovação do 1º Regulamento Tarifário, foi efetuada através do Despacho n.º 19624-A/2006, de 25 de Setembro.

A ERSE intervém, de entre outras, nas seguintes áreas: (i) Liberalização do setor do gás natural; (ii) Criação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS); (iii) Monitorização das atividades e dos agentes do setor; (iv) Definição de tarifas e preços para as atividades reguladas; (v) Promoção de níveis adequados de qualidade de serviço; (vi) Elaboração de regulamentos; (vii) Disponibilização de um suporte gráfico e numérico através de factos e números, e (viii) Realização de inspeções e auditorias.

ng
11-1
Rau

6.2 Evolução da Regulação do SNGN

No que concerne à fixação de tarifas durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) foram homologados pelo Ministério da Economia e Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas, e a partir do primeiro semestre de 2008 esta homologação passou a ser da responsabilidade da ERSE.

No segundo ano gás, 2008-2009, a ERSE passa a fixar as TVCF, alargando a regulação às atividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra e Venda de Gás Natural.

1º PERÍODO REGULATÓRIO 2007-2010

As tarifas aprovadas para este primeiro ano gás foram as tarifas de acesso às infraestruturas do terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL), às infraestruturas de armazenamento subterrâneo e às infraestruturas da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN), que estiveram em vigor entre Julho de 2007 e Junho de 2008 (ano gás 2007-2008).

Além das tarifas de gás natural para o ano gás 2007-2008 foram também fixados os preços dos seguintes serviços regulados: (i) serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, (ii) serviço de leitura extraordinária e (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora.

A partir de 1 de Julho de 2008 passaram a vigorar as tarifas aprovadas pela ERSE no quadro das suas competências e nos termos do Regulamento Tarifário. Este novo enquadramento do sector do gás natural decorreu do pacote legislativo de 2006 e da modificação dos contratos de concessão da atividade de Distribuição.

A tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ foi atualizada trimestralmente.

2º PERÍODO REGULATÓRIO 2010-2013

Foi publicado o Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho, relativo à extinção, com efeitos a partir de 1 de Julho de 2010, das TVCF de gás natural aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m³.

No seguimento dos impactes económicos das tarifas de gás natural, em particular nos clientes industriais, a ERSE procedeu a uma revisão extraordinária das tarifas de acesso às redes aplicáveis de Janeiro a Junho de 2011 para os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, tendo sido publicado em 18 de Março de 2011 um parecer

interpretativo sobre a faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) nos pontos de entrega da mesma.

3º PERÍODO REGULATÓRIO 2013-2016

Foram introduzidas, no setor do gás natural em Portugal, alterações resultantes da transposição das diretivas europeias, consubstanciadas na publicação do Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro, que introduz uma revisão alargada ao Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de julho.

No que se refere à determinação dos proveitos permitidos, a revisão regulamentar contempla, entre outros aspetos, um aprofundamento da regulação por incentivos na generalidade das atividades reguladas do setor do gás.

Para este efeito, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, foi avaliada a aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados.

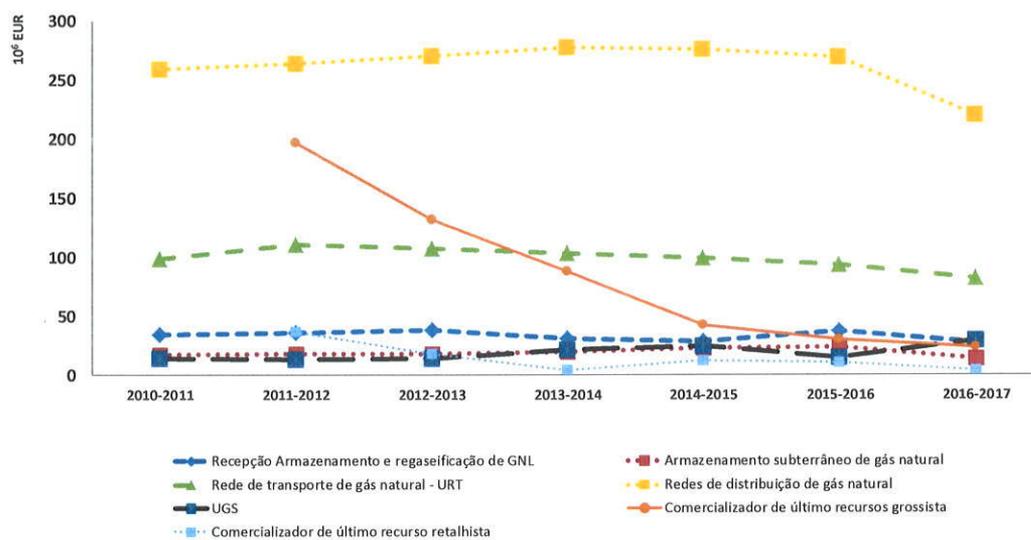
Também foi efetuada uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, e do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

Finalmente foi fixado o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, bem como o custo de capital para as atividades reguladas em Alta Pressão e para a atividade de Distribuição de gás natural.

Handwritten notes and signatures in the top right corner.

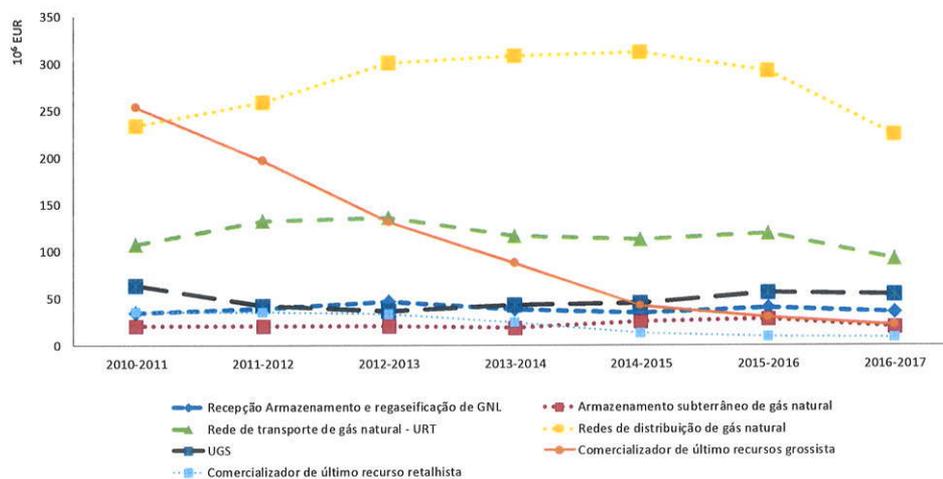
6.3 Regulação económica do SNGN

Proveitos permitidos a recuperar com as tarifas (s/ ajustamentos)



Fonte: Documentos de proveitos permitidos, ERSE

Proveitos permitidos a recuperar com as tarifas (c/ ajustamentos)



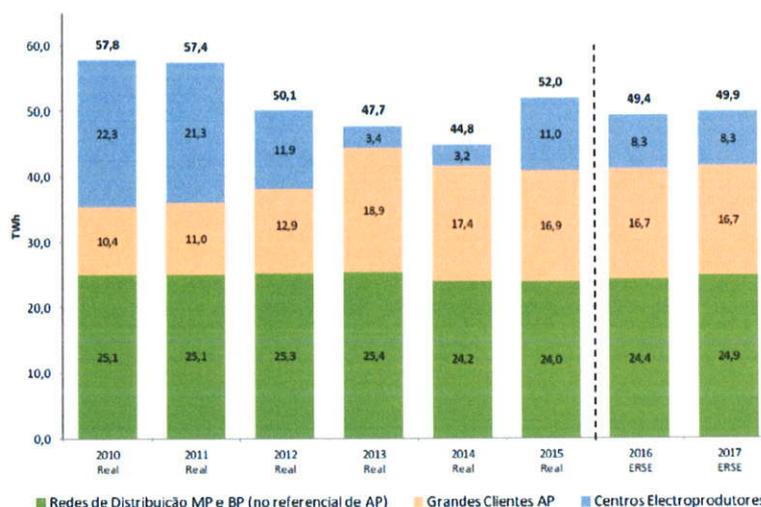
Fonte: Documentos de proveitos permitidos, ERSE

A redução de proveitos a recuperar pela comercialização regulada (grossista e retalhista) é fruto da liberalização do mercado de gás natural, uma vez que as componentes de energia e comercialização das ofertas do mercado não estão incluídas nas tarifas reguladas.

Nas restantes atividades têm existido alguma estabilidade nos proveitos a recuperar pelas tarifas (sem ajustamentos tarifários).

O consumo teve um decréscimo entre 2011 e 2014, mas tem apresentado uma tendência de estabilidade em torno dos 50 TWh anuais. O que se pode também verificar no gráfico seguinte é a redução do consumo das centrais de ciclo combinado, em contraciclo com o consumo dos grandes clientes de AP.

Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil



Fonte:ERSE Caracterização da Procura

Bj
FL
Ramy

II - ESPECIALIDADE

A - TARIFAS E PREÇOS PARA 2016-2017

A.1. MERCADO LIVRE

1. O mercado de GN encontra-se ainda em processo de liberalização. Apesar da migração dos grandes consumidores estar já completada, no caso dos pequenos consumidores ainda se verifica alguma inércia, o que conduziu a mais de um adiamento da data limite para finalização do processo de migração destes consumidores.
2. De acordo com os últimos dados de mercado publicados pela ERSE ainda permanecem no mercado regulado uma fração considerável de consumidores (em número, cerca de 33% dos clientes residenciais e cerca de 25% dos clientes acima de 10.000 m³/ano), tendo sido recentemente estabelecido um novo adiamento da data final de migração para o mercado liberalizado até 31 de dezembro de 2017 pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março:



Fonte: ERSE, resumo informativo do mercado liberalizado, 2ºt, 2015

3. Face à dinâmica moderada da transição de alguns segmentos de clientes para o mercado liberalizado, é entendimento do CT que a ERSE deverá utilizar os

Handwritten signature and initials in blue ink.

instrumentos que estão ao seu dispor para incentivar a conclusão da migração dos consumidores para o regime do mercado.

4. O CT constata uma redução importante das tarifas de acesso às redes da atual proposta de tarifas, considerando que esta se traduzirá num benefício nas condições de fornecimento dos consumidores.
5. Reforça-se a necessidade de divulgação, pela ERSE, da informação mensal de acompanhamento do mercado liberalizado, cuja última publicação se reporta a junho de 2015. É da maior importância que estes relatórios sejam publicados no decurso do mês seguinte ao mês a que dizem respeito.
6. Com a evolução de 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, ampliando a responsabilidade dos comercializadores livres no sector do gás natural.
7. Com vista a uma efetiva otimização do mercado liberalizado, com o inerente benefício para os consumidores, o CT recomenda à ERSE a monitorização permanente deste setor, nomeadamente com a utilização dos instrumentos ao seu dispor:
 - a. Para o sucesso do processo de transição dos consumidores para o mercado livre, é fundamental que a ERSE bem como os comercializadores garantam a disponibilização de informação clara, útil e comparável sobre as ofertas de produtos e serviços, em particular para o segmento não industrial;
 - b. A cessação da publicação de Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, (TTVCF) para os segmentos MP e BP> (consumo> 10 000 m³/ano), nos termos previstos no art.º 166º do RT do setor do Gás Natural;
 - c. Enquanto existam tarifas transitórias de venda a clientes finais, é imprescindível que o seu preço não represente um obstáculo à concorrência no mercado livre. Neste sentido, o preço da energia considerado nas tarifas não deverá ser demasiado baixo que não permita aos comercializadores apresentar ofertas competitivas aos clientes finais;
 - d. Que a evolução do mercado grossista de gás natural na península ibérica não deixe o mercado português de fora das iniciativas de criação do MIBGAS, devendo a ERSE tomar iniciativas dinamizadoras para o seu desenvolvimento.

A.2. NÍVEL TARIFÁRIO

1. As tarifas de acesso pela sua diversidade e estrutura não permitem fazer *per se* a avaliação do nível de custo de uma infraestrutura face à sua utilização. O custo médio

de utilização depende, por um lado, dos proveitos permitidos a recuperar no período e por outro, da quantidade de energia fornecida. Neste quadro, o custo unitário médio simples obtido ao dividir os proveitos permitidos pelas quantidades servidas, fornece uma medida efetiva do nível tarifário resultante.

2. O nível tarifário reflete o custo médio da infraestruturas para os seus utilizadores. No caso das redes de distribuição é conhecido que em Portugal, o consumo residencial é reduzido face ao global (menos de 6%) com um consumo específico baixo relativamente a Espanha e em particular face a países do norte Europeu onde a componente de aquecimento central é elevada.
3. O nível de custo efetivo incorrido por cada consumidor individual, não permite uma análise objetiva dos custos da rede pois dependerá das tarifas específicas aplicáveis a cada caso e do valor efetivo das variáveis de faturação, prejudicando por isso a objetividade da avaliação global que aqui se pretende realizar.

A.2.1. Ajustamentos e impacte tarifário

1. A avaliação da variação do nível tarifário tal como apresentado na proposta de tarifas 2016/2017 inclui o efeito dos ajustamentos que podem ser positivos ou negativos pelo que para a sua correta interpretação deverão ser tidos em conta os montantes de ajustamentos incluídos face ao ano-gás anterior.
2. Os ajustamentos considerados para tarifas de 2016/2017 incluem efeitos que potenciam a variabilidade tarifária:

Síntese dos ajustamentos de s-2 e s-1

Unid: milhares €	s-2	s-1	Total
REN Atlântico	-834	-7.694	-8.528
REN Armazenagem	-830	-5.130	-5.960
REN Gasodutos	-21.464	8.833	-12.631
URT	-18.288	7.777	-10.511
UGS	-3.176	1.056	-2.120
Distribuição	10.003	3.703	13.706
CUR Grossista	-952	455	-497
CUR Retalhistas	-11.007	-3.704	-14.711
CUR Retalhistas > 10.000	-7.966	-11.812	-19.778
CUR Retalhistas < 10.000	-3.041	8.108	5.067
Total	-25.084	-3.537	-28.621

Nota: Valores positivos correspondem a devoluções ao SNGN; negativos devoluções às empresas.

Fonte: dados compilados da Proposta de Tarifas

3. O CT considera que seria desejável, que o critério para a repercussão do desvio de s-1 fosse no sentido de contribuir para a estabilidade tarifária, e que o seu valor apenas seja considerado quando for de sinal contrário ao de s-2.

B'
11.1
Rauy

A.2.2. Evolução do nível de proveitos de Portugal e Espanha

- Esta comparação é realizada no documento relativo à estrutura tarifária sendo evidente que em praticamente todos os casos as tarifas aplicadas resultam em valores inferiores aos praticados em Espanha. Este aspeto é essencial para a indústria exportadora mas importa avaliar esses níveis com base nos custos médios sem o efeito dos ajustamentos para aferir a competitividade relativa das redes, a sua evolução e o nível de esforço imposto sobre os operadores.
- Neste sentido foi realizada uma comparação tendo por base os valores publicados de proveitos permitidos e quantidades em Espanha e os mesmos valores constantes da proposta para o SNGN agora em análise, considerando os proveitos permitidos sem desvios de anos anteriores em Portugal e Espanha, observa-se o seguinte:

(energia à saída da rede)

	TRANSPORTE		DISTRIBUIÇÃO	
	2015-16	2016-17	2015-16	2016-17
PORTUGAL				
	1,9	1,7	11,0	9,0
ESPAÑA				
	2,6	2,6	9,1	9,1
Pt/Es	74%	64%	121%	99%

(energia regasificada)

	TERMINAL	
	2015-16	2016-17
PORTUGAL		
	2,5	2,4
ESPAÑA		
	3,4	3,4
Pt/Es	75%	72%

Fonte: dados compilados da Proposta de Tarifas; BOE/IET/2736/2015

- Em Portugal, a presente proposta indicia uma significativa e continuada redução de proveitos permitidos (remuneração de ativos e OPEX sem ajustamentos) que atinge agora valores muito significativos:

- Redução de 13% para o transporte em Portugal face ao ano anterior. Neste momento, a proposta da ERSE tem um “desconto” de 36% face a Espanha. No caso do terminal o desconto é de cerca de 28%.
 - Redução de cerca de 18% no caso da distribuição. Neste quadro, está agora em linha com Espanha, 1% abaixo, quando o ano passado era 21% acima.
4. Para consumos relativamente estáveis entre o ano-gás findo e o próximo, as variações são significativas e por isso explicáveis diretamente pela redução de proveitos permitidos.
 5. O CT nota ainda que em Espanha a opção desde 2014 foi manter as tarifas para a estabilização de um setor que não tem por definição rendas económicas por ser regulado.
 6. A sustentabilidade do setor exige que se avalie e prossiga uma trajetória tarifária de forma segura e sustentada, permitindo gerir o comportamento dos desvios em benefício da estabilidade tarifária e da competitividade.

A.3. TARIFAS

A.3.1. TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

1. O CT regista a descida substancial das TAR para todos os níveis de pressão, apresentando-se em sentido oposto ao verificado em anos anteriores:

Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2016-2017/2015-2016
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	-13,7%
Clientes em MP e BP (> 10 000 m ³)	-30,3%
Clientes em BP (< 10 000 m ³)	-19,2%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

2. Para a redução das TAR contribuiu fortemente a diminuição de custo associado às redes de transporte e de distribuição.
3. No entanto, e tal como referido em pareceres anteriores, permanece alguma falta de transparência relativamente à origem dos custos das UGS I e UGS II e o seu reflexo em cada nível de pressão e de grupo de consumidores.

Handwritten signature and initials in blue ink.

4. Este tema assume particular importância dado que esta parcela representa mais de 50% do preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, e 32% do preço aplicável em MP.
5. O CT considera que a proposta apresentada pela ERSE no sentido da redução das TAR é positiva para os consumidores e, no contexto da conjuntura económica atual, permite alguma convergência dos preços do gás natural em Portugal face à realidade europeia, contribuindo para a melhoria da competitividade das empresas portuguesas e do poder de compra das famílias.
6. A variação anual das tarifas por atividade traduz-se na seguinte tabela:

Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação 2016-2017/2015-2016
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	4%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-23%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-23%

Fonte: ERSE, Documento tarifa e preços

7. Será também importante conhecer os possíveis impactos futuros desta nova distribuição de custos e a eventual constituição de desvios tarifários através de uma análise de sensibilidade a variações de consumo.
8. Os comercializadores são livres na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT (ponto 7.1.3 da proposta de tarifas e preços de gás natural) podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia.
9. Por uma questão de transparência, equidade e uniformidade nas faturas e facilidade de comparação de propostas por parte dos consumidores, o CT recomenda à ERSE que seja feita uma revisão deste conceito e definida, por via regulamentar, a inclusão deste parâmetro nos custos regulados das tarifas de acesso de cada nível de pressão.
10. O CT reconhece que a implementação de escalões de consumo nas TAR para os níveis de pressão AP, MP e BP>, poderá contribuir para uma estrutura tarifária mais baseada em volumes de consumo e não apenas nos níveis de pressão.

Bj
H.L
Rosa

11. Estes novos níveis permitem introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão, contribuindo para uma desejável harmonização tarifária, mantendo, no entanto consideráveis discrepâncias que importa evitar.
12. Acresce que, a proposta deve clarificar o critério escolhido para a definição dos níveis de consumo, de forma a ser possível avaliar os seus benefícios bem como eventuais futuras alterações ao número de escalões de forma a tornar o tarifário mais contínuo.
13. O CT considera importante realizar uma avaliação aos custos de acesso para consumos na fronteira entre os diversos níveis tarifários, por forma a mitigar o impacto das oscilações entre tarifários e o impacto da mudança de tarifário nas opções de eficiência energética das empresas, percebendo de que forma estas descontinuidades poderão estar a beneficiar economicamente, através do tarifário aplicável, consumidores menos eficientes.
14. O CT considera positiva a introdução de novos critérios para que clientes em MP com consumos superiores a 10 Mm³/ano possam usufruir de medidas compensatórias para evitar a sua ligação direta à rede de AP.
15. No entanto, sendo a fórmula de compensação muito complexa sugere-se a sua clarificação, para que seja possível quantificar claramente o benefício obtido por cada tipologia de cliente, de modo a prevenir a sua ligação física a uma rede de pressão superior.
16. O CT concorda como sendo mais vantajosa para o sistema a opção proposta pela ERSE de introduzir condições para que os grandes consumidores com as instalações próximas da rede de AP, não sejam penalizados por não se ligarem a esse nível de pressão.
17. Os parâmetros dessa opção devem ser bem calibrados para que a mesma responda aos objetivos pretendidos, e desse modo não discriminar no acesso à nova modalidade os diferentes consumidores próximos da rede de AP.
18. O CT considera importante que seja clarificado de que forma o referido agravamento da tarifa de AP, mencionada na proposta da ERSE, se poderá refletir nos restantes níveis de pressão e nos consumidores em AP que não contribuem para esse aumento.

A.3.2. TARIFAS FLEXÍVEIS DE SAÍDA

1. Na recente Revisão Regulamentar do Setor do Gás Natural publicada em 14 de Abril de 2016, para o triénio 2016-2019, a ERSE acedeu ao pedido dos promotores de centrais de ciclo combinado em regime de mercado, e criou uma opção tarifária flexível diária para uso da Rede de Transporte em Alta Pressão.

2. No entanto, decidiu adiar a sua entrada em vigor para o ano gás seguinte (2017-2018) requerendo, por prudência, mais tempo para realizar estudos sobre os preços a fixar, alegando também que a atual conjuntura de preços das *commodities* mitiga o problema de baixo funcionamento dos ciclos combinados.
3. Contudo, o anterior não é confirmado pela prática, como se verificou em 2015-2016, quando mesmo numa conjuntura de preços favorável, e num regime muito seco, estas centrais apresentaram um fator de carga inferior a 10%.
4. A não ativação da nova opção tarifária no ano gás 2016-2017, além de perpetuar uma importante assimetria regulatória com Espanha, irá representar um entrave muito sério ao funcionamento dos ciclos combinados em regime de mercado, muito provavelmente inviabilizando o funcionamento das centrais na sua plena capacidade. Estes consumidores necessitam de uma flexibilidade que as opções tarifárias já existentes não oferecem para poder tirar partido das oportunidades pontuais de funcionamento que são oferecidas pelas condições de hidraulicidade e eolicidade.
5. Respeitando a prudência invocada pela ERSE, o CT entende ainda assim sugerir, para o ano gás 2016-2017, que seja adotado um multiplicador de preço para esta tarifa correspondente a um valor suficientemente elevado de forma a impedir sempre e em qualquer circunstância, a transferência de custos para os restantes consumidores, devendo este mecanismo, a adotar, ser objeto de monitorização permanente.

A.3.3. TARIFA SOCIAL E ASECE

1. A proteção dos consumidores economicamente vulneráveis ganhou expressão no quadro do mercado energético através da instituição de mecanismos de combate à pobreza, de que são exemplo a tarifa social e o apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE).
2. No setor do gás natural, a tarifa social aplicável aos clientes finais que se encontrem numa situação de vulnerabilidade económica foi criada pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que define como tal 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 e da pensão social de invalidez. Por outro lado, o citado diploma legal estatui que os clientes economicamente vulneráveis elegíveis para a tarifa social são os consumidores domésticos, titulares de contrato de fornecimento de gás natural para a sua habitação permanente com consumo anual igual ou inferior a 500m³.

3. Por seu turno, o Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, veio erigir o denominado ASECE, medida adicional e complementar de proteção dos consumidores aplicável a pessoas singulares que estejam em condições de beneficiar da tarifa social.
4. Estes mecanismos de apoio aos consumidores domésticos economicamente vulneráveis foram recentemente objeto de profundas alterações, introduzidas através da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para 2016, algumas das quais ainda a aguardar materialização.
5. O aludido diploma legal veio redesenhar os descontos sociais existentes no mercado de fornecimento de energia, visando a definição de um modelo único e automático de acesso a este mecanismo e o alargamento do atual número de beneficiários efetivos das tarifas sociais, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos em vigor.
6. De igual modo, o CT realça a revogação do ASECE, operada pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, e a incorporação do seu efeito na tarifa social do gás natural, opção normativa que concorre, salvo melhor entendimento, para uma simplificação e facilitação da aplicação deste mecanismo de proteção aos consumidores economicamente vulneráveis.
7. Para o ano gás 2016/2017, as tarifas sociais agrupam os dois descontos/apoios anteriormente concedidos de modo isolado (tarifa social e ASECE), correspondendo a um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.
8. O CT regista que a ERSE, para alcançar este desconto na tarifa de acesso às redes, optou, uma vez mais, por anular o termo fixo da mesma - de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos - e por aplicar um desconto adicional no preço de energia da tarifa de acesso às redes calculado de forma a obter o desconto referido no ponto que antecede.
9. O CT reconhece o mérito associado aos mecanismos mitigadores da volatilidade dos custos do gás natural no grupo dos consumidores economicamente vulneráveis e, por isso, tem expressado de forma reiterada a sua preocupação relativamente à fraca divulgação e adesão a estes mecanismos por parte dos consumidores, bem como, quanto ao modelo de financiamento da tarifa social.
10. As alterações agora introduzidas no regime da tarifa social, algumas das quais historicamente reclamadas pelo CT, poderão vir a diluir parte destas preocupações e, nesse contexto, o CT aguarda com expectativa a sua concretização efetiva, em especial, no que tange ao princípio da automaticidade da aplicação da tarifa social e ao alargamento do número de beneficiários da mesma.

11. Por outro lado, de modo a assegurar adequada monitorização do impacto das alterações introduzidas ao regime da tarifa social, o CT reitera junto da ERSE a necessidade desta desenvolver, em especial, as seguintes medidas:
 - a. Inclusão na proposta de tarifas e preços de informação detalhada sobre o número de consumidores atualmente abrangidos pela tarifa social do gás natural;
 - b. Adaptação da avaliação, prevista na lei e que deveria ter ocorrido em 2013, “sobre caracterização do regime da tarifa social e sobre o seu financiamento” tendo em conta as alterações legislativas recentemente ocorridas neste domínio;
 - c. Promoção junto do legislador de uma avaliação de alternativas ao modelo de financiamento da tarifa social, de modo a repartir por outras fontes o esforço que presentemente recai exclusivamente pelos restantes consumidores de gás natural;
 - d. Apresentação dos resultados da atividade inspetiva da ERSE exercida junto dos comercializadores de gás natural quanto à aplicação do regime da tarifa social.
12. Finalmente, o CT reafirma a necessidade dos comercializadores, das associações de consumidores e demais agentes de mercado, incluindo a própria ERSE, continuarem a promover a disseminação de informação relativa a tarifas sociais junto dos consumidores economicamente vulneráveis.

A.4. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

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, legitimado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril.
2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no RT, a ERSE quantificou as tarifas de referência a serem aplicados pelos operadores de redes em cada Município, com reflexo na faturação dos consumidores, conforme os seguintes quadros:

Handwritten notes:
Bj
H.L
Rosa

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

Nível de Pressão	Taxas de Ocupação do Subsolo		
	TW	TF	
	(Eur/kWh)	(Eur/mês)	(Eur/dia)
MP e BP>	0,00006169	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

Quadro I - 2 - Taxas de ocupação do subsolo, por Município

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Usboagás	Alenquer	0,000896	0,000772	0,506437	0,000095
Setgás	Almada	0,003643	0,003138	2,058822	0,000587
Usboagás	Amadora	0,001837	0,001582	1,038111	0,000135
Lusitaniagás	Aveiro	0,004888	0,004211	2,762863	0,000520
Usboagás	Azambuja	0,004580	0,003945	2,586782	0,000487
Setgás	Barcelos	0,009187	0,007913	5,192482	0,000977
Portgás	Braga	0,001601	0,001375	0,904853	0,000170
Usboagás	Cascais	0,029278	0,025220	16,548517	0,003114
Duriensegás	Chaves	0,002091	0,001801	1,181936	0,000222
Lusitaniagás	Coimbra	0,002920	0,002515	1,650365	0,000311
Lusitaniagás	Condeixa	0,003095	0,002666	1,749525	0,000329
Beiragás	Covilhã	0,022632	0,019495	12,791791	0,002407
Portgás	Esposende	0,002091	0,001796	1,181804	0,000222
Lusitaniagás	Estarreja	0,004318	0,003720	2,440828	0,000459
Dianagás	Évora	0,027767	0,023919	15,694422	0,002953
Portgás	Fafe	0,001570	0,001349	0,887386	0,000167
Lusitaniagás	Figueira foz	0,000083	0,000072	0,047092	0,000009
Beiragás	Fundão	0,001929	0,001662	1,090300	0,000205
Portgás	Gondomar	0,000203	0,000174	0,114791	0,000022
Portgás	Guimarães	0,001028	0,000883	0,581274	0,000109
Usboagás	Usoa	0,007598	0,006545	4,294752	0,000808
Usboagás	Loures	0,004661	0,004015	2,634333	0,000496
Beiragás	Lousã	0,003555	0,003062	2,009392	0,000378
Usboagás	Mafra	0,010597	0,009128	5,989675	0,001127
Portgás	Maia	0,004706	0,004043	2,660149	0,000499
Portgás	Matosinhos	0,003770	0,003239	2,131031	0,000400
Lusitaniagás	Mealhada	0,017573	0,015138	9,932670	0,001869
Dourogás	Mirandela	0,001462	0,001256	0,826536	0,000155
Setgás	Moita	0,020320	0,017504	11,485225	0,002161
Usboagás	Odivelas	0,003838	0,003306	2,169346	0,000408
Usboagás	Oeiras	0,005680	0,004893	3,210675	0,000604
Lusitaniagás	Ovar	0,004592	0,003955	2,593214	0,000488
Setgás	Palmela	0,018514	0,015948	10,464444	0,001969
Portgás	Porto	0,002053	0,001763	1,160097	0,000218
Portgás	Póvoa Varzim	0,008436	0,007247	4,768084	0,000895
Portgás	Santo Tirso	0,000081	0,000070	0,045886	0,000009
Setgás	Seixal	0,004842	0,004171	2,736627	0,000515
Dianagás	Sines	0,011758	0,010128	6,645820	0,001250
Usboagás	Sintra	0,017926	0,015441	10,131946	0,001906
Usboagás	Torres Vedras	0,009228	0,007949	5,215974	0,000981
Portgás	Valongo	0,000477	0,000409	0,269410	0,000051
Usboagás	Vila Franca de Xira	0,002337	0,002013	1,320809	0,000249
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,000428	0,000367	0,241690	0,000045
Portgás	Vila Nova Gaia	0,002946	0,002530	1,664852	0,000312
Portgás	Vizela	0,001817	0,001561	1,026902	0,000193

Fonte: Área de concessão da Portgás²⁷, áreas de concessão do Grupo GALP²⁸, área de concessão da Tagusgás²⁹, e área de concessão da Sonorgás³⁰.



13
H.L.
Ramos

Quadro I - 3 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura de acesso às redes mensal dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal
Lisboagás	Alenquer	0,9	2,3%	0,2	2,3%
Setgás	Almada	3,6	9,4%	0,7	9,4%
Lisboagás	Amadora	1,8	4,7%	0,4	4,7%
Lusitaniagás	Aveiro	4,8	12,6%	1,0	12,6%
Lisboagás	Azambuja	4,5	11,8%	0,9	11,8%
Setgás	Barreiro	9,1	23,6%	1,9	23,6%
Portgás	Braga	1,6	4,1%	0,3	4,1%
Lisboagás	Cascais	29,0	75,3%	6,0	75,3%
Durienségás	Chaves	2,1	5,4%	0,4	5,4%
Lusitaniagás	Coimbra	2,9	7,5%	0,6	7,5%
Lusitaniagás	Condeixa	3,1	8,0%	0,6	8,0%
Beiragás	Covilhã	22,4	58,2%	4,6	58,2%
Portgás	Esposende	2,1	5,4%	0,4	5,4%
Lusitaniagás	Estarreja	4,3	11,1%	0,9	11,1%
Dianagás	Evóra	27,5	71,4%	5,7	71,4%
Portgás	Fafe	1,6	4,0%	0,3	4,0%
Lusitaniagás	Figueira Foz	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Beiragás	Fundão	1,9	5,0%	0,4	5,0%
Portgás	Gondomar	0,2	0,5%	0,0	0,5%
Portgás	Guimarães	1,0	2,6%	0,2	2,6%
Lisboagás	Lisboa	7,5	19,5%	1,6	19,5%
Lisboagás	Loures	4,6	12,0%	1,0	12,0%
Beiragás	Lousã	3,5	9,1%	0,7	9,1%
Lisboagás	Mafra	10,5	27,3%	2,2	27,3%
Portgás	Maia	4,7	12,1%	1,0	12,1%
Portgás	Matosinhos	3,7	9,7%	0,8	9,7%
Lusitaniagás	Mealhada	17,4	45,2%	3,6	45,2%
Dourogás	Mirandela	1,4	3,8%	0,3	3,8%
Setgás	Moita	20,2	52,3%	4,2	52,3%
Lisboagás	Odivelas	3,8	9,9%	0,8	9,9%
Lisboagás	Oeiras	5,6	14,6%	1,2	14,6%
Lusitaniagás	Ovar	4,6	11,8%	0,9	11,8%
Setgás	Palmela	18,4	47,6%	3,8	47,6%
Portgás	Porto	2,0	5,3%	0,4	5,3%
Portgás	Póvoa Varzim	8,3	21,6%	1,7	21,7%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Setgás	Seixal	4,8	12,5%	1,0	12,5%
Dianagás	Sines	11,7	30,2%	2,4	30,2%
Lisboagás	Sintra	17,8	46,1%	3,7	46,1%
Lisboagás	Torres Vedras	9,2	23,7%	1,9	23,7%
Portgás	Valongo	0,5	1,2%	0,1	1,2%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	2,3	6,0%	0,5	6,0%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,4	1,1%	0,1	1,1%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,9	7,6%	0,6	7,6%
Portgás	Vizela	1,8	4,7%	0,4	4,7%

Quadro I - 4 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura mensal dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total Mensal
Lisboagás	Alenquer	0,9	1,5%	0,2	0,6%
Setgás	Almada	3,6	5,9%	0,7	2,6%
Lisboagás	Amadora	1,8	3,0%	0,4	1,3%
Lusitaniagás	Aveiro	4,8	7,9%	1,0	3,4%
Lisboagás	Azambuja	4,5	7,4%	0,9	3,2%
Setgás	Barreiro	9,1	14,9%	1,9	6,5%
Portgás	Braga	1,6	2,6%	0,3	1,1%
Lisboagás	Cascais	29,0	47,4%	6,0	20,6%
Duriensegás	Chaves	2,1	3,4%	0,4	1,5%
Lusitaniagás	Coimbra	2,9	4,7%	0,6	2,1%
Lusitaniagás	Condeixa	3,1	5,0%	0,6	2,2%
Beiragás	Covilhã	22,4	36,6%	4,6	15,9%
Portgás	Esposende	2,1	3,4%	0,4	1,5%
Lusitaniagás	Estarreja	4,3	7,0%	0,9	3,0%
Dianagás	Évora	27,5	44,9%	5,7	19,6%
Portgás	Fafe	1,6	2,5%	0,3	1,1%
Lusitaniagás	Figueira foz	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Beiragás	Fundão	1,9	3,1%	0,4	1,4%
Portgás	Gondomar	0,2	0,3%	0,0	0,1%
Portgás	Guimarães	1,0	1,7%	0,2	0,7%
Lisboagás	Lisboa	7,5	12,3%	1,6	5,4%
Lisboagás	Loures	4,6	7,5%	1,0	3,3%
Beiragás	Lousã	3,5	5,8%	0,7	2,5%
Lisboagás	Mafra	10,5	17,2%	2,2	7,5%
Portgás	Maia	4,7	7,6%	1,0	3,3%
Portgás	Matosinhos	3,7	6,1%	0,8	2,7%
Lusitaniagás	Mealhada	17,4	28,4%	3,6	12,4%
Dourogás	Mirandela	1,4	2,4%	0,3	1,0%
Setgás	Moita	20,2	32,9%	4,2	14,3%
Lisboagás	Odivelas	3,8	6,2%	0,8	2,7%
Lisboagás	Oeiras	5,6	9,2%	1,2	4,0%
Lusitaniagás	Ovar	4,6	7,4%	0,9	3,2%
Setgás	Palmeira	18,4	30,0%	3,8	13,0%
Portgás	Porto	2,0	3,3%	0,4	1,4%
Portgás	Póvoa Varzim	8,3	13,6%	1,7	5,9%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Setgás	Seixal	4,8	7,8%	1,0	3,4%
Dianagás	Sines	11,7	19,0%	2,4	8,3%
Lisboagás	Sintra	17,8	29,0%	3,7	12,6%
Lisboagás	Torres Vedras	9,2	14,9%	1,9	6,5%
Portgás	Valongo	0,5	0,8%	0,1	0,3%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	2,3	3,8%	0,5	1,6%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,4	0,7%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,9	4,8%	0,6	2,1%
Portgás	Vizela	1,8	2,9%	0,4	1,3%

3. Importa reforçar que se trata dos valores em vigor em abril de 2016, podendo os mesmos ser alterados durante o ano gás 2016-2017, designadamente em janeiro de

2017. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2015 terá de ter em conta que, em cada ano, não é apenas repassado o valor das TOS cobrada no ano anterior pelo Município, como também são repassados pagamentos entretanto efetuados pelo ORD relativos a dívidas resultantes de decisões do tribunal.

4. O CT tem, recorrentemente, em todos os seus pareceres, e com bastante enfoque no Parecer de Tarifas e Preços GN 2015-2016, alertado e demonstrado, entre outros:
 - a. A heterogeneidade entre municípios, resultante da coexistência de municípios a aplicar taxas nulas e outros a aplicar com grande amplitude de variação, potenciadora de acentuadas distorções de preço na fatura final a apresentar aos consumidores de GN;
 - b. A circunstância de que as TOS, não sendo recuperáveis (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;
 - c. Alterações sistemáticas destas taxas impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica;
 - d. A penalização dos consumidores com consumos <math><10.000\text{ m}^3</math>, que não tendo hipóteses de se deslocalizar, registam aumentos desproporcionados na sua fatura;
 - e. 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. Neste sentido, e considerando que a informação sobre as TOS são de difícil consulta 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.
5. Volvidos 10 anos sobre a entrada em vigor da referida legislação, o CT reitera as preocupações insistentemente expressas no sentido de serem definidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades causadas por estas taxas, instando a ERSE que 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. A alteração da legislação em vigor estabelecendo tetos máximos de taxas a aplicar, (como se verifica p.ex. no IMI e telecomunicações);
 - b. E de critérios de modulação em função dos consumos, em detrimento da aplicação estrita de um valor por metro linear, atenuando as assimetrias tarifárias e promovendo regras de sã concorrência entre as atividades económicas.



Handwritten notes in blue ink:
27
H.L.
2017

A.5. INVESTIMENTOS

1. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas tendo em conta a sua viabilidade económico-financeira, de modo a evitar possíveis impactos negativos nas tarifas.
2. O CT reconhece a importância do documento de Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural que analisa os investimentos apresentados pelas empresas reguladas.

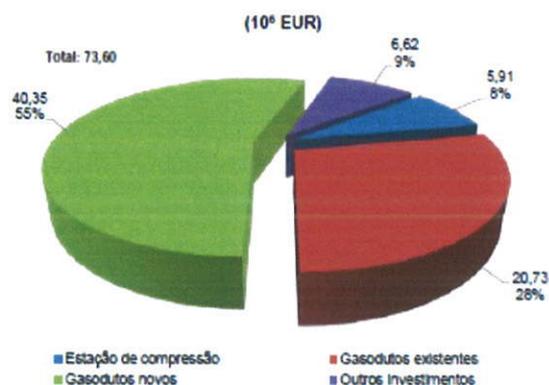
	2014	2015	2016	2017	TOTAL
RNTGN	6,46	4,62	10,69	51,83	73,6
Terminal de GNI de Sines	0,78	1,89	3,21	1,58	7,46
Armazenamento Subterrâneo	35,29	10,42	3,22	8,54	57,47
RNTIAT	42,53	16,93	17,12	61,95	138,53
RNDGN	45,01	37,85	65,15	68,41	216,42

Fonte: Valores retirados do quadro 1.1 do documento "Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural".

3. O CT recomenda à ERSE que complemente a análise comparativa de volume de investimentos com a evolução da base de ativos.
4. O CT regista que, para o período em análise (2014-2017) a contenção no investimento no Terminal de GNL de Sines e no Armazenamento Subterrâneo. Relativamente às previsões de investimento na RNTGN e RNDGN, o CT reitera a necessidade de uma análise criteriosa da fundamentação, da necessidade e dos impactos tarifários destes investimentos.
5. No que respeita ao investimento na RNTGN, verifica-se um aumento do investimento anual previsto para 2017. Do total dos investimentos analisados no documento, destacam-se duas rubricas, conforme o gráfico seguinte:

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'R', 'M.L.', and 'R. Cascaes'.

Figura 1-2 – Repartição dos investimentos na RNTGN

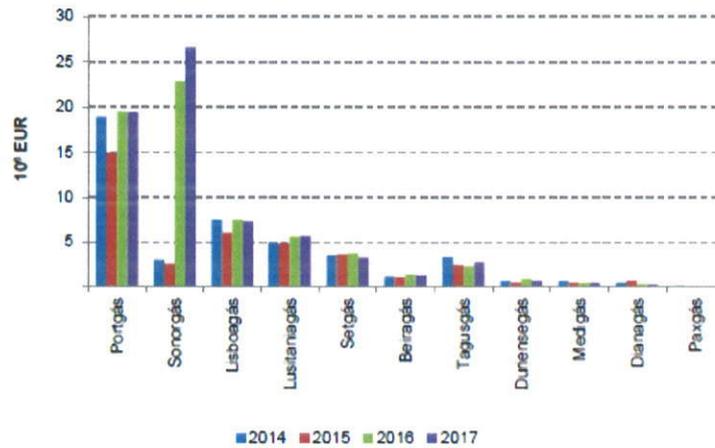


Fonte: REN Gasodutos

6. O CT nota que o investimento nos projetos de expansão da RNTGN e RNDGN estiveram em consulta pública no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL e Redes de Distribuição, respetivamente, onde foi recomendada prudência nos investimentos e uma análise criteriosa da necessidade de execução dos projetos para o SNGN.
7. Relativamente à RNDGN, o CT reitera a necessidade de garantir a razoabilidade económica dos investimentos propostos, em especial na expansão da rede, na medida em que o custo incremental por cliente e consumo induzido não seja desproporcionado, garantindo-se que aporta impactos positivos para o SNGN.
8. Para o período em análise 2014-2017, o investimento discriminado por operador é o seguinte:

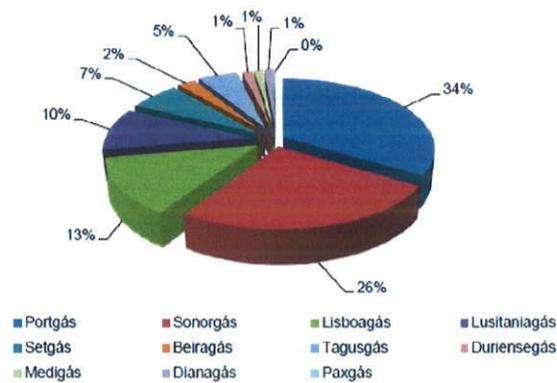
Handwritten signature/initials in blue ink.

Figura 6-12 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2014, 2015, 2016 e 2017



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-14 – Repartição dos Investimentos previstos para a RNDGN para os anos de 2014, 2015, 2016 e 2017, por operador de rede de distribuição



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

9. O CT constata que a Sonorgás e a Portgás representam 60% do investimento para o período em análise, com um peso ainda maior nos anos de 2016 e 2017.
10. A Sonorgás apresenta previsões no sentido de um incremento do investimento, fruto da atribuição de 18 das 26 licenças de distribuição local de gás natural, estando ainda

pendente a decisão sobre as restantes 8 licenças, e de um investimento na rede de distribuição em BP.

11. A Portgás apresenta investimentos para 2016 e 2017, em linha com 2014, depois de em 2015 ter existido uma contenção no investimento. A expansão da rede da Portgás, para 2016, assenta em dois grandes vetores, na expansão da rede de distribuição de BP e nas Conversões/Reconversões.
12. Tratando-se de uma clara aposta na expansão da rede de distribuição destas operadoras, o CT reitera a necessidade de se analisar os custos incrementais associados a estes investimentos e de garantir a sustentabilidade do SGN.
13. Nas propostas de investimento são apresentados volumes de GN veiculados estimados e números de novos postos de abastecimento, sem que exista qualquer responsabilização/penalização para as distribuidoras caso esses volumes não sejam alcançados.
14. O CT entende que seria desejável não apenas uma monitorização, por parte da ERSE da concretização desses pressupostos, como também, a existência dum mecanismo de partilha do risco entre as empresas e os consumidores.
15. O CT reitera que, não sendo o gás natural um bem universal, existindo alternativas, a desejável expansão da rede de abastecimento deve ter em conta a sustentabilidade do SNGN e, se possível, contribuir para a redução do custo unitário de utilização do mesmo.

A.6. PREÇOS REGULADOS

1. À semelhança do que aconteceu anteriormente e no que respeita à maioria dos serviços regulados, a ERSE optou pela manutenção dos preços fixados em anos-gás anteriores.
2. Considera o CT totalmente apropriada a opção da ERSE de promover uma desejável estabilidade regulatória.
3. Sem prejuízo disso, considera o CT que seria vantajoso, para efeitos futuros, a ERSE desenvolver estudo detalhado sobre esta temática, a fim de serem identificadas novas realidades de mercado que possam ser objeto de eventual ajustamento tarifário.

A.7. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

1. O CT regista positivamente a opção finalmente tomada pela ERSE de manutenção da figura e funções do Gestor Logístico das UAGs (GL-UAG) no Comercializador de Último

Handwritten signature and initials in blue ink.

Recurso Grossista (CURG), que se configurava como a mais adequada para garantia da continuidade e qualidade do serviço prestado, como foi consensual nos comentários apresentados pelos *stakeholders* na recente Consulta Pública.

2. O CURG, enquanto entidade com âmbito de operação nacional, garantindo o fornecimento de GN aos CURRs, surgiu como a entidade mais evidente para assegurar estas funções, as quais foram adequadamente realizadas nos últimos anos. Deste modo, a proposta de transferência para o GTS pareceu potencialmente criadora de disrupções no serviço, sem que fossem evidentes eventuais melhorias operacionais e/ou económicas no médio-longo prazo.
3. O CT tem defendido que a função de GL-UAG, deve ser garante da eficácia e equilíbrio económico do transporte rodoviário de GNL para as UAGs do SNGN, contribuindo para o alargamento da disponibilidade de gás natural a zonas geograficamente mais remotas, desde que cumprido o princípio da racionalidade económica.
4. Identicamente, o CT valoriza positivamente a opção de recuperação dos custos associados a esta função na Tarifa UGS-II, no lugar da Tarifa de Energia como até ao último período regulatório.
5. No enquadramento anterior, a proposta no que se refere ao GL-UAG parece adequada, considerando o CT de notar os seguintes pontos particulares:

1) Custos do GL-UAG

Com a alteração da metodologia de recuperação dos custos, reconhece-se a natureza transversal do serviço prestado, dado a aplicação universal da UGS-II, e não apenas aos clientes em tarifa transitória nos CURRs, como resultava da sua incorporação na Tarifa de Energia.

No que respeita aos custos próprios do GL-UAG que serão recuperados no SNGN, o CT regista que se mantém a tendência de estabilização (254 k€ nos AG2015-16 e 2016-17), sem prejuízo do aumento da atividade que se tem verificado (cf. Quadro 6-1 do Documento “Tarifas”, em que se verifica que entre 2013 e 2014 o número de camiões-cisterna aumentou 3.8%), recomendando, o CT, que a ERSE mantenha uma monitorização dos mesmos.

2) Custos do Transporte Rodoviário

O CT nota a alteração da estrutura tarifária proposta para o Custo Máximo do Transporte Rodoviário de GNL, que passa a incorporar um Termo Fixo, com redução do Termo Variável aplicado, que depende da distância percorrida.

Considera-se que esta alteração é positiva, no que permite mais adequadamente adequar este custo à estrutura dos contratos com os transportistas, sem prejuízo de



Ny
H.L.
Raulo

procurar manter a racionalidade económica associada à distância da UAG ao Terminal emissor de GNL.

Em qualquer caso, também aqui, o CT recomenda que a ERSE siga a evolução dos custos, prevenindo a criação de unidades que finalmente sejam mais geradoras de dispêndio para o SNGN, sem que representem um contributo efetivo para o crescimento dos consumos nele verificados.

3) UAGs Privativas e Abertura do Mercado

Numa nota final, ainda que estas instalações não pertençam ao SNGN pelo que não estão no âmbito dos serviços prestados pelo GL-UAG, o CT recomenda que a ERSE analise o enquadramento desta atividade de forma global, de forma a promover a aproximação com a organização do sector em Espanha, promovendo a livre concorrência quando estiverem asseguradas as condições para tal, retirando-os da perequação do transporte.

A.8. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

1. O CT tomou conhecimento da publicação pela ERSE do relatório de qualidade de serviço do SNGN, relativo a 2014, em 12 de maio de 2016.
2. Pela proximidade da data de publicação com a data de conclusão deste parecer, não é possível ao CT avaliar em detalhe o conteúdo do relatório, solicitando a atenção da ERSE para esta situação em futuras publicações. Valoriza-se contudo, desde já como positiva, a inclusão da análise da atividade dos comercializadores em regime de mercado, face à sua crescente relevância no SNGN.
3. O CT nota ainda que a anunciada próxima revisão dos regulamentos de qualidade de serviço do SNGN e SEN, deverá incorporar a crescente integração das ofertas comerciais dos 2 setores, permitindo uma avaliação conjunta, em especial no que concerne ao mercado retalhista.

B – PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019

B.1. TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

B.1.1. Remuneração do capital das entidades reguladas no período regulatório 2016-2019

1. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2016-2019, a ERSE define para as taxas de remuneração de referência os valores de 5,9% para as

Handwritten signature and initials in blue ink.

atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, transporte e armazenamento subterrâneo de gás natural, e de 6,2% para a atividade de distribuição de gás natural. Subjacente a esta escolha está uma metodologia baseada no modelo *CAPM*, amplamente usada pelos reguladores europeus e desde sempre utilizada pela ERSE na determinação do *WACC* das empresas reguladas. A sua manutenção no período regulatório 2016-2019 promove as desejáveis características de previsibilidade e estabilidade regulatórias.

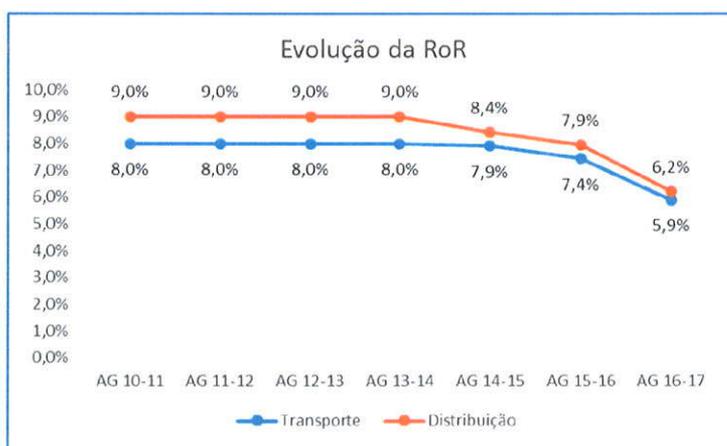
2. O CT constata que, em todo o caso, a aplicação desta metodologia envolve opções por parte do regulador, uma vez que requer a definição de valores para diversos parâmetros que têm um impacto no valor final do custo de capital.
3. Concretamente para o cálculo da taxa de juro sem risco, a ERSE propõe a utilização da média geométrica nos últimos 5 anos das taxas de retorno das obrigações do tesouro com maturidade de 10 anos de um conjunto de países europeus com *rating* AAA.
4. Para o cálculo do prémio de risco de país, a ERSE considera a utilização do diferencial médio entre a *yield* das Obrigações do Tesouro Português (OT's) a 10 anos e a *yield* dos títulos da dívida pública a 10 anos dos mesmos países considerados para o cálculo da taxa de juro sem risco, aos quais acrescenta França, no período entre 1999 e 2016.
5. No período regulatório anterior a ERSE tinha agregado o cálculo da taxa de juro sem risco e do prémio de risco de país, utilizando a média entre as OT's Portuguesas e as *Bunds* Alemãs nos últimos 5 anos. Neste período regulatório a ERSE propõe a desagregação do cálculo das duas variáveis adotando para tal períodos temporais da informação e metodologias diferentes.
6. Tendo em conta que existe impacto na adoção de diferentes metodologias e períodos temporais, o CT recomenda à ERSE que na proposta final de parâmetros apresente maior fundamentação, ou se for seu entendimento, a reavaliação das opções tomadas.
7. Por fim, não se encontra no documento explicação para a introdução da França no grupo de países de referência utilizados para o cálculo do risco de país.
8. No que concerne ao prémio de risco de mercado verifica-se também uma alteração de metodologia adotada. Como consequência o parâmetro situa-se agora no intervalo 4,2% a 4,6% subindo em comparação com os períodos regulatórios anteriores (3,75% a 4,00%) não se encontrando no documento justificação para esta variação.
9. No que respeita ao *beta* do capital próprio, em comparação com os períodos regulatórios anteriores, a ERSE propõe uma redução do valor do *beta* do capital próprio, passando, no caso da Distribuição, de 1,2 no período regulatório 2010-2013, para 1,1 no período regulatório 2013-2016 e para 0,65 na atual proposta para o período 2016-2019. O CT verificando a redução deste parâmetro, realça:

Handwritten signature and initials in blue ink.

- a. A ERSE recorre a uma abordagem "*bottom-up*" para estimar o *beta* do ativo das atividades reguladas, deduzindo-o com base nos betas calculados para a Galp, REN e EDP e nos *betas* estimados para as diversas atividades de negócio dessas empresas, ponderados pelo peso de cada atividade no ativo total. Este método requer a estimativa dos *betas* de todas as atividades em que os grupos económicos operam, não se centrando na atividade regulada a remunerar, correndo-se o risco de essas estimativas serem pouco precisas, atendendo a que nem todas as atividades são cotadas em bolsa.
- b. Importa referir que para as atividades em AP, o *beta* do ativo definido pela ERSE é 0,36 comum a todas as infraestruturas. Quer a prática regulatória, quer as cotações de empresas em mercado com predomínio destas atividades, refletem valores de *beta* do ativo para as atividades de armazenamento e para os terminais, acima dos verificados para o transporte de GN não havendo evidência de estas diferenças terem sido acomodadas no cálculo apresentado.
- c. Tendo em conta a existência de outras metodologias de referência internacional para esses *betas*, o CT sugere, que a ERSE apresente resultados comparativos para fronteiras equivalentes.

B.1.2. Impacto das novas taxas de remuneração nos Proveitos Permitidos

1. Desde o anterior período regulatório que se assiste a uma redução da taxa de remuneração do ativo, acentuada nesta proposta. O CT constata que em 4 anos estas taxas reduziram 2,1 e 2,8 pontos percentuais no Transporte e na Distribuição respetivamente.



2. Dado o impacto previsível desta redução nos operadores, o CT recomenda que a proposta inclua maior detalhe sobre a sustentabilidade das opções tomadas a médio prazo sobre as tarifas e sobre o setor.
3. Sendo uma das funções da ERSE assegurar o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas do SNGN, o CT recomenda à ERSE que elabore e apresente, aquando da definição de parâmetros, um estudo de monitorização deste equilíbrio.

B.1.3. Mecanismo de indexação

1. De acordo com os esclarecimentos da ERSE ao CT confirma-se, que o período de regulação se mantém e que a taxa aplicável resultante dos novos parâmetros é válida a partir de 1 de Julho de 2016. Neste contexto, a taxa a aplicar ao ano de 2016 resultará da média entre a taxa do anterior período regulatório que se aplica no primeiro semestre de 2016 e a taxa equivalente do próximo período regulatório aplicável ao segundo semestre de 2016.
2. No período regulatório de 3 anos existem assim duas taxas que se aplicam durante um semestre, nos anos de transição de períodos regulatórios e, duas taxas anuais para os restantes dois anos.
3. O modelo de indexação considera a média das *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos no período compreendido entre 1 de abril do ano *s* e 31 de março do ano *s+1*.
4. O CT recomenda uma reanálise do período de cálculo da média das OT, alinhando o mesmo com o ano civil para permitir maior consistência entre o valor apurado e o período ao qual se aplica.

B.2. CUSTOS E EFICIÊNCIA

1. A regulação por incentivos com estabelecimento de metas de eficiência deve ser fundamentada na partilha dos resultados entre empresas reguladas e consumidores e na fixação de metas que reflitam a prática da indústria.
2. O CT entende assim que uma regulação por incentivos deve ter subjacente:
 - a. Uma correta definição da base de custos eficiente;
 - b. As metas de eficiência devem ser exequíveis e incidir apenas sobre os custos diretamente controláveis;
 - c. A repartição de benefícios deve ser transparente;
 - d. Exigências de eficiência que não ponham em risco a qualidade e segurança do serviço.

3. A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, na análise ao desempenho das atividades reguladas, tendo a ERSE avaliado as diferenças entre os proveitos permitidos e os custos reais das empresas, assim como a aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. A ERSE reavaliou ainda a desagregação entre as componentes fixas e variáveis dos custos, assim como o peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.
4. Para este período regulatório a ERSE estendeu a regulação por incentivos a uma parte dos custos da atividade de gestão técnica e global do sistema.
5. O CT entende que a fixação de novas metas de eficiência devem ser precedidas de uma meticulosa preparação e justificação.

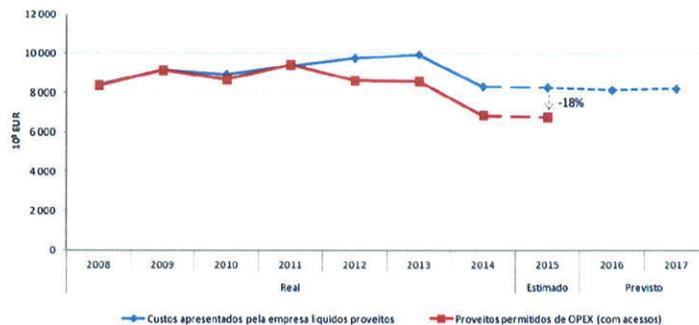
B.2.1. OPEX da RNTIAT

1. Os valores considerados no cálculo do OPEX de base para o período regulatório 2016-2019 baseiam-se na média entre os custos reais e os permitidos pela ERSE no ano 2014, último ano auditado, ajustada para o ano de 2016 com os fatores de eficiência fixados para o período regulatório anterior.
2. A ERSE reconhece a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades, devido à inexistência de estudos públicos. Pela primeira vez, foi promovido pelos reguladores um estudo de *benchmarking* europeu à eficiência económica das empresas de transporte de gás natural, o E2GAS. Contudo à data de finalização da proposta de tarifas, o relatório final deste estudo ainda não tinha sido disponibilizado pelo consultor.
3. Para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE impõe uma meta de eficiência de 2% ao ano, e para as atividades de armazenamento subterrâneo e transporte de GN uma meta de 3%, justificando-as como um fator que internaliza os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico que resultaram de um estudo efetuado há 3 anos pela ERSE para os custos com as redes de distribuição elétrica. O CT questiona a aplicação da conclusão do estudo às atividades do setor do GN.
4. No caso específico da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e da análise da figura verifica-se uma aderência entre os custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos e os custos aceites pela ERSE líquidos de proveitos ao longo do período compreendido entre os anos de 2008 e de 2011. O diferencial ocorrido a partir de 2012 deve-se, conforme a própria ERSE reconhece, à alteração da

127
H.L.
Reng

metodologia de custos aceites fixada pelo regulador que aumentou a parcela variável dos custos do terminal, o que considerando a redução de emissão de GNL devido ao seu desvio para outros mercados conduziu a uma redução dos custos totais aceites, sem que o mesmo se tenha refletido na estrutura de custos real da empresa.

Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Atlântico
(preços constantes de 2016)



Fonte: ERSE, "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás 2016-2017, 2018,2019", p. 16

5. A ERSE para o próximo período regulatório aumentou o peso do termo fixo e propõe um custo operacional para o 2.º semestre de 2016 cerca de 15% abaixo do ocorrido em 2014, sobre o qual impõe uma meta de eficiência de 2% ao ano. O CT reitera a necessidade da fixação de níveis de custos dever ser devidamente fundamentada, evitando perdas continuadas, não justificadas, no terminal.
6. Acresce que para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, os custos da REN Atlântico com o acesso às redes de eletricidade, considerados nos anteriores períodos regulatórios fora das metas de eficiência por serem definidos pelo regulador, foram incorporados na parcela fixa, sujeita a meta de eficiência, mesmo sabendo que em regime de emissão mínima o terminal não pode modular as emissões não tendo por isso opção quanto ao diferimento dos consumos.
7. Sabendo que os custos com o acesso às redes de eletricidade resultam das tarifas de acesso fixadas pela ERSE e de quantidades que não dependem da gestão do operador do Terminal mas de quem o utiliza, o CT questiona esta decisão da ERSE de por um lado considerar este custo fixo e por outro impor eficiências a um custo não controlável pelo operador.
8. Relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, a sua complexidade é crescente bem como os custos decorrentes em especial ao nível dos sistemas de apoio

e das competências técnicas associadas aos novos modelos de informação do mercado e implementação dos códigos de rede europeus. Estes aumentos são evitados ou reduzidos, quando se partilham custos com atividades similares dentro de um mesmo grupo. Ao penalizar esta partilha de sinergias por impor uma eficiência a estes custos, o CT tem reservas quanto ao custo/benefício desta medida recomendando prudência na sua aplicação.

B.2.2- OPEX da Distribuição

a) Base de custos e Indutores

1. O CT constata que o suporte de dados sobre os custos de exploração das empresas é extenso e permitiu à ERSE um nível de análise com correlações várias. O CT constata ainda que esta análise permitiu à ERSE validar a correta definição dos indutores como também o seu peso (quadro 3-10 pág. 102).
2. O CT constata no quadro 3-26 da página 85 que em média entre 2010 e 2014 o conjunto das empresas ficou com os seus custos aceites a um nível de 95,6% dos seus custos reais.
3. O CT constata também que o impacto dos custos reais sobre a rentabilidade das empresas, apesar de terem ficado acima dos custos aceites, é limitado.
4. O CT reconhece o esforço das empresas reguladas no sentido do cumprimento das metas de eficiência estabelecidas, recomendando no entanto uma permanente monitorização do binómio qualidade do serviço e sustentabilidade do setor.

b) Eficiência

1. O CT constata também nesta matéria o esforço de suporte analítico para a definição das metas de eficiência.
2. Em esclarecimento complementar, a ERSE apresentou o método de apuramento das novas metas de eficiência depois de posicionadas as empresas em Grupos de Eficiência.
3. A ERSE aludiu à nota de rodapé da página 116 do Documento “Parâmetros Regulatórios” para explicar o parâmetro de eficiência mínimo.
4. O CT constata que a ERSE utilizou um estudo realizado para o setor Elétrico sobre o impacto da evolução tecnológica para estabelecer a eficiência mínima. Tal como referido anteriormente, o CT considera que não está demonstrado que este estudo seja aplicável ao sector do gás natural.

5. Considerando o exposto, o CT solicita melhor análise ao parâmetro de eficiência mínimo de 3%.
6. O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões introduz desnivelamentos, sugerindo a adoção de uma metodologia menos descontinuada. Igualmente sugere que os arredondamentos sobre a taxa de eficiência calculada sejam efetuados à décima.

B.2.3- Comercialização de Último Recurso Retalhista

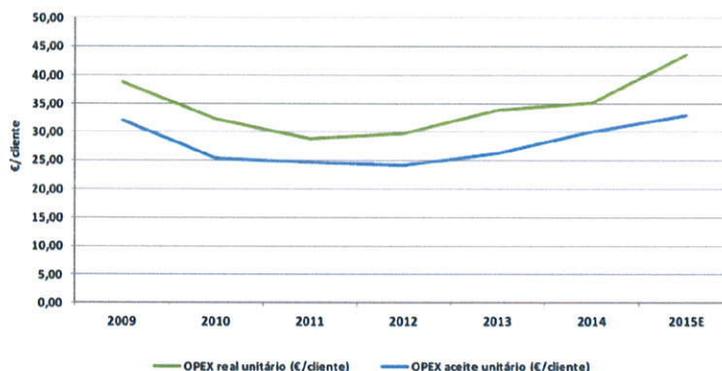
a) OPEX

1. Na análise efetuada pela ERSE a várias empresas de comercialização, é reconhecido que até ao ano 2014 inclusive, os custos fixos representaram, em média, um peso de 21% nos custos totais das empresas de comercialização de último recurso.
2. Concordando o CT com a manutenção da regulação dos custos com base em critérios de eficiência, o CT entende também que no que respeita à repartição dos custos entre fixos e variáveis, num cenário de progressiva saída de clientes destas empresas para o mercado liberalizado (a estimativa para o Período Regulatório 2013-2016 indica uma diminuição de clientes de cerca de 880 em 2013 para 330 mil clientes em 2016) deve a ERSE adotar alguma prudência na definição destes parâmetros.
3. Adicionalmente, estas empresas terão de fazer face durante o próximo período regulatório às alterações regulamentares implementadas em diversas atividades.
4. Neste contexto, tendo em conta as realidades distintas entre as várias empresas e os desafios contidos na nova regulamentação, o CT alerta para a sensibilidade e o impacto da decisão da proposta da ERSE relativa à repartição entre custos fixos e variáveis.

b) Fatores de Eficiência

1. O CT constata que os custos reais das empresas de comercialização de último recurso têm vindo a descer progressivamente, o que demonstra o esforço efetuado pelas empresas em adaptarem a sua organização às alterações do sector.
2. Conclui-se da análise dos documentos preparados pela ERSE que, quer a recuperação dos proveitos permitidos das empresas, quer as metas de eficiência definidas pelo regulador, não têm sido atingidas, com evidente perda para os CUR's, como se demonstra na Figura 4-18 da página 150 do documento de Parâmetros.

Custos Unitários por cliente (11 CUR)
(preços constantes 2016)



Fonte: ERSE, "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás 2016-2017, 2018,2019", p. 150

3. Considera assim o CT que a organização atual da atividade de comercialização de último recurso retalhista poderá não ser sustentável, pelo que a ERSE deverá promover com carácter de urgência uma revisão do modelo organizativo desta atividade, tal como proposto neste Parecer, assegurando no entretanto o regular funcionamento dos CUR's garantindo-lhe a recuperação dos custos.

c) Proveito Permitido Adicional (4€/cliente)

1. O CT tomou boa nota dos esclarecimentos apresentados pela ERSE a este Conselho sobre os valores indicados para esta componente dos proveitos permitidos no Q4-279, e do facto de a proposta de tarifas não ser alterada pela correção a realizar.
2. Nestes termos, o CT antecipa que a ERSE assegurará a publicação do quadro Q4 – 279 do documento de Proveitos, considerando para o ano 2016 o valor médio dos considerados para os anos de 2015 e 2017, coerentemente com a transição de Períodos Regulatórios.

III - CONCLUSÃO

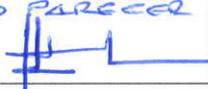
O Conselho Tarifário considera que a proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e de “Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019” que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente Parecer.

Em 16 de Maio de 2016, o parecer que antecede foi votado na globalidade tendo sido

APROVADO POR MAIORIA, COM A SEGUINTE VOTAÇÃO:

- 1 VOTO CONTRA NA GLOBALIDADE;
- 2 VOTOS CONTRA PONTO 2 11-A;
- 2 ABSTENÇÕES PONTO A.3.2. 11-A
- 2 ABSTENÇÕES PONTO A 3.3.
- 5 VOTOS CONTRA PT 1.4. alínea d)

com a seguinte votação:

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Eng.ª Manuela Moniz Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	<i>Manuela Moniz</i>	—	—
^{SR} Sr. Paulo Fonseca ENT. ALFREDO ROCHA Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	—	NA GLOBALIDADE DO PARECER 	—
Dr. Luís Pisco Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	ANEXO 5	ANEXO 5 11-A pt 2	ANEXO 5 11-A - pt A.3.2
Dr. Carlos Chagas Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC	ANEXO 1	—	—

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<p>Dr. Eduardo Quintanova</p> <p>Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC</p>	ANEXO 1		
<p>Sr. José Maurício</p> <p>Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC</p>	ANEXO 1		
<p>Dr. Nuno Gomes</p> <p>Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO</p>	ANEXO 10	ANEXO 10 11-A pt 2	ANEXO 2 11-A pt A.3.2.
<p>Dr.ª Patrícia Gomes</p> <p>Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)</p>	ANEXO 4		
<p>Eng.º Pedro Furtado</p> <p>Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT) (REN)</p>	ANEXO 9		ANEXO 9 A3.3.
<p>Dr.ª Paula Almeida</p> <p>Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)</p>	ANEXO 9		ANEXO 9 A3.3.
<p>Eng.º Jorge Lúcio</p> <p>Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural (Transgás Armazenagem)</p>	ANEXO 12	ANEXO 12; 8 e 14 pt 1.4. alínea d)	
<p>Eng.º Nuno Fitas Mendes</p> <p>Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Portgás)</p>	ANEXO 7	ANEXO 7; 8 e 14 pt 1.4. alínea d)	

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Dr. Nuno Moreira Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	ANEXO 6	ANEXO 6; 8 e 14 pt. 4. alínea d)	/
Dr. José Saldanha Bento Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural (Transgás)	ANEXO 13	ANEXO 13; 8 e 14 pt. 4. alínea d)	/
Eng.ª Ana Teixeira Pinto Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	ANEXO 3	ANEXO 3; 8 e 14 pt. 4. alínea d)	/
Eng.º Miguel Campos Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (Endesa)	ANEXO 2	/	/
Eng.º Ricardo Rodrigues Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m ³ . (CIP)	ANEXO 11	/	/
Eng.º Celso Pedreiras Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m ³ . (CIP)	ANEXO 11	/	/
Dr. Paulo Rosa Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m ³ . (CIP)	ANEXO 11	/	/

**Assunto: Fwd: Proposta de Tarifas e Preços de Gas Natural 2016/2017 e Parâmetros
Período de Regulação 2016/2019**

De: eduardo quintanova

Data: 13/05/2016 (20:17:04 WEST)

Para: Manuela Moniz

Exma. Senhora
Presidente do Conselho Tarifário
Eng. MANUELA Moniz

Carlos Chagas, Eduardo Quinta Nova e José Maurício, membros do Conselho Tarifário em representação da União Geral de Consumidores, vem comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente na globalidade o Parecer do CT relativo a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019.

Com os melhores cumprimentos.

Carlos Chagas
Eduardo Quinta-Nova
José Maurício

DECLARAÇÃO DE VOTO DO REPRESENTANTE DOS COMERCIALIZADORES DE GÁS
NATURAL EM REGIME LIVRE

Parecer sobre a Proposta de

*“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o
Período de Regulação 2016-2019”*

O representante dos comercializadores de gás natural em regime livre vota **favoravelmente** o parecer relativo à Proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019”.

Porto, 16 de Maio de 2016

O representante dos comercializadores de gás natural em regime livre



Miguel Campos

Exma. Senhora Presidente em Exercício do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Eng^a Manuela Moniz,

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 2016 – 2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019”, com exceção da alínea d) do ponto 1.4. 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, Concessionária de Armazenamento Subterrâneo 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, 16 de Maio de 2016



Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural

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 para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019

Voto favoravelmente na globalidade o parecer do Conselho Tarifário.

Lisboa, 16.05.2016

Patrícia Cruz Gomes





VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O Representante da DECO **vota favoravelmente** a generalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural, que incide sobre as “**Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019**”, com a exceção do seguintes pontos, em conformidade com declaração de voto anexa:

- “**CONTRA**” no ponto:
 - II - A - ponto 2 – NÍVEL TARIFÁRIO, incluindo os pontos 2.1 e 2.2.
- “**ABSTEM-SE**” no ponto:
 - II - A - ponto A.3.2 – TARIFAS FLEXÍVEIS DE SAÍDA

ERSE – Conselho Tarifário, 16 de Maio de 2016

O Representante da DECO

(Luis Pisco)



DECLARAÇÃO DE VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O presente parecer do Conselho Tarifário - Secção do Gás Natural, que incide sobre a “**Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019**” apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A DECO manifesta o seu voto “**CONTRA**” no ponto “**II - A - ponto 2 – NÍVEL TARIFÁRIO, incluindo os pontos 2.1 e 2.2**” e “**ABSTEM-SE**” no ponto “**II - A – ponto A.3.2 – TARIFAS FLEXÍVEIS DE SAÍDA**”.

A DECO não pode concordar com a recomendação do CT para que os ajustamentos de s-1 sejam apenas considerados quando forem de sinal contrário ao valor que apresentam em s-2, em prol da estabilidade tarifária. Os ajustamentos fazem parte do processo regulatório, que, por definir tarifas assentes em previsões de procura, de encontra sujeito a desvios e ajustamentos, e devem ser efetuados nos anos seguintes de modo a corrigir os desvios tarifários decorrentes do modelo regulatório. Os ajustamentos de um determinado ano, sejam as devoluções ao SNGN ou às empresas reguladas, devem ser tratados de igual forma.

Acresce que, a DECO não se revê nas comparações efetuadas entre Portugal e Espanha, dando como exemplo a estabilidade tarifária em Espanha, não podendo a DECO

concordar com um argumento que deve haver uma contenção na descida das tarifas em Portugal, fruto da manutenção das tarifas em Espanha. A ERSE define as tarifas para Portugal, assegurando, entre outros, a estabilidade económico-financeira das empresas reguladas, como tal, considerando o regulador que existem condições em Portugal para rever em baixa as tarifas, estas devem ser definidas com base nesses pressupostos explanados e adotados pelo regulador na proposta que apresenta. A DECO não pode concordar com um argumento que deve haver uma contenção na descida das tarifas em Portugal, fruto da manutenção das tarifas em Espanha.

ERSE – Conselho Tarifário, 16 de Maio de 2016

O Representante da DECO



(Luis Pisco)

Exma. Senhora Presidente em Exercício do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Eng^a Manuela Moniz,

As entidades titulares de licença de distribuição 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 2016 – 2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019”, com exceção da alínea d) do ponto 1.4. 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, Concessionária de Armazenamento Subterrâneo 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, 16 de Maio de 2016



Nuno Afonso Moreira

Representante dos Titulares de Licença de Distribuição de Gás Natural

Exma. Senhora Presidente em Exercício do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Eng^a Manuela Moniz,

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição 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 2016 – 2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019”, com exceção da alínea d) do ponto 1.4. da Generalidade, que votam contra e relativamente ao qual assinam a declaração de voto conjunta com as Entidades Licenciadas de Distribuição Regional de Gás Natural, Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural, Concessionária de Armazenamento Subterrâneo e com o Comercializador de Último Recurso Grossista.

Adicionalmente, as Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural apresentam e assinam 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”.

Lisboa, 16 de Maio de 2016



Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

DECLARAÇÃO DE VOTO DAS CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, CONCESSIONÁRIA DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO, 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 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019»

Ponto 1.4, alínea d), da Generalidade

As entidades subscritoras desta Declaração votam contra o ponto 1.4. alínea d) da Generalidade, por considerarem que o mesmo extravasa o âmbito da Proposta de Tarifário apresentada pela ERSE, para além de propor medidas técnica e economicamente incorrectas no quadro legislativo e regulatório vigente.

Com efeito, com a redação deste ponto, pretender-se-ia: i) modificar condições estabelecidas por Contratos de Concessão ou Licenças outorgados pelo Estado; ii) 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.

Lisboa, 16 de Maio de 2016

Representante dos Comercializadores de Último Recurso
Retalhistas, Ano Especial Tarifário PVA

Representante das concessionárias de Armazenamento Subterrâneo
de Gás Natural — J. J. Manuel Pacheco Cruz

Representante do comercializador de Último Recurso Grossista
Z. M. Paulo Salgueiro

Representante das licenciadas de distribuição de gás natural
L. J. J. J. J.

Representante das concessionárias de distribuição de gás natural
L. J. J. J. J.

Votação ao parecer do Conselho Tarifário sobre “ Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019” da concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) bem como das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL)

A concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) bem como as entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) declaram **votar favoravelmente o parecer** embora com os comentários aqui referidos, com exceção do **ponto A.3.3. da especialidade em que se abstêm.**

Quanto aos comentários sobre esta proposta, estas concessionárias não podem deixar de sublinhar um conjunto de preocupações que afetam ou podem vir a afetar o desempenho e qualidade da sua atuação em particular da sustentabilidade das áreas e atividades que representam:

- a) O esforço solicitado a estas concessionárias no atual contexto regulatório está expresso nas reduções de custo, por unidade fornecida, face a instalações similares em Espanha o que sublinha o facto dos níveis de utilização serem similares e os custos das infraestruturas nacionais sem ajustamentos serem reduzidos, 36% abaixo no caso do transporte e 28% no caso do terminal.
- b) O nível de remuneração resultante do custo de capital fixado ignora o facto de as empresas reguladas na generalidade estarem a ser objeto de aplicação da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético que no caso do grupo REN representa hoje cerca de 25% do seu resultado líquido e é independente dos seus resultados operacionais.
- c) A fixação de metas ambiciosas para a eficiência nos custos operacionais (OPEX) ignorando o esforço passado, leva os operadores a alertar para o risco e elevada probabilidade da redução da qualidade de serviço, tendo em conta que as empresas em causa são já das mais eficientes quando comparadas com os seus pares em estudos relativos ao setor.
- d) Sobre a aplicação de tarifas flexíveis não podemos deixar de alertar para a necessidade de um compromisso de consumo ou pagamento pelos consumidores que possam beneficiar da redução dos períodos de contratação para o regime diário, no sentido de não serem gerados desvíos significativos como já ocorrido anteriormente.

Quanto ao ponto A.3.3. sobre o qual nos abstermos importa referir que o setor do gás natural (GN) tem características específicas que devemos referenciar. Trata-se de um serviço essencial para quem esteja ligado à rede pública de GN mas não é um serviço universal ou seja, não é um serviço que deva estar obrigatoriamente disponível a todos os portugueses por questões de desenvolvimento social ou bem-estar da sociedade como é exigível do fornecimento de água, eletricidade ou saneamento só para citar alguns exemplos.

A não universalidade do GN decorre da existência nacional de alternativas energéticas concorrenciais em mercado, disponibilizadas a nível nacional sem restrições, nomeadamente através dos gases de petróleo liquefeitos (GPL) em garrafa ou através de rede local, eletricidade ou até a biomassa complemento de aquecimento muito utilizado nos lares nacionais.

Considera-se, pelo exposto, que deverá haver uma avaliação criteriosa do problema da vulnerabilidade energética relativa a fornecimentos não universais como é o caso do GN, que o recurso a soluções setoriais não permite resolver com equidade.



Pedro Furtado
Representante da concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN)



Paula Almeida
Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL)



VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O Representante da DECO **vota favoravelmente** a generalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural, que incide sobre as “**Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019**”, com a exceção do seguintes pontos, em conformidade com declaração de voto anexa:

- “**CONTRA**” no ponto:
 - II - A - ponto 2 – NÍVEL TARIFÁRIO, incluindo os pontos 2.1 e 2.2.
- “**ABSTEM-SE**” no ponto:
 - II - A – ponto A.3.2 – TARIFAS FLEXÍVEIS DE SAÍDA

ERSE – Conselho Tarifário, 16 de Maio de 2016

O Representante da DECO

(Nuno Gomes)



DECLARAÇÃO DE VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O presente parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural, que incide sobre a “**Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019**” apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A DECO manifesta o seu voto “CONTRA” no ponto “II - A - ponto 2 – NÍVEL TARIFÁRIO, incluindo os pontos 2.1 e 2.2” e “ABSTEM-SE” no ponto “II - A – ponto A.3.2 – TARIFAS FLEXÍVEIS DE SAÍDA”.

A DECO não pode concordar com a recomendação do CT para que os ajustamentos de s-1 sejam apenas considerados quando forem de sinal contrário ao valor que apresentam em s-2, em prol da estabilidade tarifária. Os ajustamentos fazem parte do processo regulatório, que, por definir tarifas assentes em previsões de procura, de encontra sujeito a desvios e ajustamentos, e devem ser efetuados nos anos seguintes de modo a corrigir os desvios tarifários decorrentes do modelo regulatório. Os ajustamentos de um determinado ano, sejam as devoluções ao SNGN ou às empresas reguladas, devem ser tratados de igual forma.

Acresce que, a DECO não se revê nas comparações efetuadas entre Portugal e Espanha, dando como exemplo a estabilidade tarifária em Espanha, não podendo a DECO

concordar com um argumento que deve haver uma contenção na descida das tarifas em Portugal, fruto da manutenção das tarifas em Espanha. A ERSE define as tarifas para Portugal, assegurando, entre outros, a estabilidade económico-financeira das empresas reguladas, como tal, considerando o regulador que existem condições em Portugal para rever em baixa as tarifas, estas devem ser definidas com base nesses pressupostos explanados e adotados pelo regulador na proposta que apresenta. A DECO não pode concordar com um argumento que deve haver uma contenção na descida das tarifas em Portugal, fruto da manutenção das tarifas em Espanha.

ERSE – Conselho Tarifário, 16 de Maio de 2016

O Representante da DECO



(Nuno Gomes)

Data: 16/05/2016 [13:18:06]
De: Jose Ricardo Rodrigues <jose.ricardo.rodrigues@thenavigatorcompany.com>
Para: 'Manuela Moniz' <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>
Cc: "Celso Pedreiras (CelsoPedreiras@Coelhodasilva.com)" <CelsoPedreiras@Coelhodasilva.com>, CIP - Paulo Rosa <prosa@cip.org.pt>, celsopedreiras@gmail.com
Assunto: RE: VOTAÇÃO do parecer sobre "Proposta de Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e Parâmetros para o período de regulação 2016-2019"

Prezada Senhora Presidente em Exercício da Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Os signatários, representantes das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m³, **votam favoravelmente na globalidade o Parecer da Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e Parâmetros para o período de regulação 2016-2019"** (aprovado na 23.ª Sessão Ordinária, que teve lugar na sede da ERSE, no dia 13 de maio de 2016).

No entanto, os signatários não podem deixar de tecer os seguintes comentários sobre a proposta acima mencionada

- A redução generalizada das TAR (Tarifas de Acesso às Redes) para o ano gás 2016-2017, há muito reclamada, irá contribuir positivamente, quer para o aumento da competitividade das empresas portuguesas (nos mercados externos e na desejável substituição de importações por produção nacional) que, diariamente, enfrentam um contexto difícil e agressivo, quer, também, para o aumento/manutenção do emprego. Importa salientar que, atualmente, a economia portuguesa está em desaceleração e que a taxa de desemprego continua a registar valores muito preocupantes devido ao seu ainda elevado nível (12,4% no 1.º trimestre de 2016, 31% no escalão etário 15-24 anos; INE). De qualquer forma, é importante sublinhar que a evolução (favorável) das TAR para o ano gás 2016-2017 surge após vários anos gás de agravamento das mesmas, o que penalizou gravemente as empresas portuguesas.

Variação anual das TAR

	Unidade: %				
	2012-2013/2011-2012	2013-2014/2012-2013	2014-2015/2013-2014	2015-2016/2014-2015	2016-2017/2015-2016
Clientes em AP (> 50 milhões de m3)	2,3	-3,3	26,3	11,9	-13,7
Clientes em MP e BP (> 10 000 m3)	8,4	14,4	5,9	-5,3	-30,3
Clientes em BP (< 10 000 m3)	12,0	8,0	5,7	-6,1	-19,2

Fonte: ERSE

- Para além da evolução da TAR é necessário ter em consideração a evolução conjunta das TAR adicionando o termo de capacidade de entrada em AP (com preço também regulado pela ERSE) e pago na generalidade pelos consumidores industriais e de serviços como tarifa de acesso. **Tendo em consideração estas 2 parcelas (TAR + termo capacidade de entrada em AP), o aumento das tarifas reguladas de acesso (preços unitários reais) em AP- Alta Pressão ente o 1º semestre de 2014 e o 2º semestre de 2015 foi próximo de 60%.** A redução agora proposta para AP, que ronda os 14%, ainda fica muito aquém dos aumentos registados recentemente.

Tendo também em consideração esta realidade (TAR + termo de capacidade de entrada), o **aumento para consumidores em MP entre ano gás 2011/12 e ano gás 2015/16 foi de 22%.**

- É positiva a implementação de escalões de consumo nas TAR para os níveis de pressão AP, MP e BP>, pois poderá contribuir para uma estrutura tarifária mais baseada em volumes de consumo e não apenas nos níveis de pressão; estes novos escalões permitirão introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão, o que beneficiará as empresas consumidoras que se encontram nas fronteiras. No entanto, a proposta ainda fica aquém de uma melhor continuidade entre escalões.
- As Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS), aprovadas pelas Assembleias Municipais, e transpostas para os consumidores, pelas grandes discrepâncias de valores entre Municípios, agravam os custos e a tão desejada uniformidade tarifária. Por outro lado a aplicação das TOS têm criado sérios problemas de distorção nas regras da sã concorrência entre as empresas do mesmo sector de actividade.
 - As Metas de Eficiência impostas pelo Regulador, contribuirão decididamente para a sustentabilidade e competitividade do SNGN e das empresas consumidoras de GN, pelo impacto positivo que trarão na redução das TAR e por consequência no preço final do GN. Referira-se a esse propósito que o preço do GN em Portugal continua a ser dos mais elevados da Europa, tanto para os consumidores "domésticos" como para os consumidores "industriais", independentemente das bandas de consumo consideradas (fonte: Eurostat, DGI/G).

Melhores cumprimentos,

Celso Pedreiras (CIP / APICER)
Paulo Rosa (CIP)
José Ricardo Rodrigues (CIP / CELPA)

Representantes das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m³

Aviso: Este e-mail e quaisquer ficheiros informáticos com ele transmitidos são confidenciais e podem também conter informação legalmente privilegiada. Caso tenha recebido este e-mail indevidamente ou julgue não ser o destinatário do mesmo, queira informar de imediato o remetente e proceder à eliminação desta mensagem. É estritamente proibido o uso, encaminhamento ou reprodução não autorizada desta mensagem e de quaisquer ficheiros nela contidos. Qualquer opinião expressa na presente mensagem é imputável à pessoa que a enviou, a não ser que o contrário resulte expressamente do seu texto. Como o correio electrónico pode ser afectado por dificuldades técnicas ou operacionais, não se garante a sua recepção de forma adequada e atempada. Quaisquer comunicações que devam observar prazos deverão também ser enviadas por correio ou fac-símile. A mensagem foi filtrada por um detector de vírus pelo que o remetente e as empresas do Grupo The Navigator Company não se responsabilizam por danos provocados por terceiros no sistema informático do destinatário.

Warning: This e-mail and any files transmitted are confidential and may well also be legally privileged. If you are not the intended recipient or have received it in error or if you believe that you received a misaddressed e-mail transmission, please notify us immediately by reply e-mail and then delete this message from your system. Any unauthorized use, copying, disclosure or distribution of contents of this e-mail is strictly prohibited and may be unlawful. Unless otherwise stated, all views and opinion herein contained are solely the expression of the sender. As e-mail can be subject to operational or technical difficulties, the quality of reception may be affected and may be subjected to time delays. Therefore, communications that are subject to deadlines should also be sent by post or fax. A virus checker sweeps outgoing e-mail. Therefore, neither the sender nor the companies of The Navigator Company Group accept any responsibility or liability whatsoever for any adverse effects on your systems or data arising from intercepted, corrupted or virus infected e-mail.

Data: 16/05/2016 [14:39:11]
De: Jorge Manuel Lúcio <jmlucio@galpenergia.com>
Para: Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>
Assunto: Parecer CT - Tarifas AG2016-17 e Parâmetros Período Regulatório 2016-19

Prezada Presidente do Conselho Tarifário da ERSE em exercício,

O representante das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural vem informar do seu Voto Favorável na Generalidade ao Parecer do CT da ERSE relativo ao assunto acima.

Mais informa do Voto Desfavorável na Especialidade sobre a alínea d) do ponto 1.4 Enquadramento na Generalidade, subscrevendo Declaração de Voto Conjunta com os representantes das Concessionárias e Licenciadas de Distribuição, do CURG e dos CURRs.

Finalmente, informa que, tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto das Empresas Concessionárias e Licenciadas de Distribuição de Gás Natural relativas aos "Mecanismos de Compensação dos Contratos de Concessão" e "Contadores", lhes dá o seu acordo e subscreve as mesmas.

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

O conteúdo desta mensagem de correio eletrónico e seus anexos é confidencial e de uso reservado. Se não é o destinatário, não a guarde, não a reenvie a terceiros, nem faça qualquer uso da informação nela contida. Por favor, apague-a e informe de imediato o remetente. A Internet não garante a confidencialidade e a entrega correta de mensagens de correio eletrónico. A Galp Energia não aceita responsabilidade por danos causados pela receção incorreta desta mensagem.

Apesar de esta mensagem ter sido verificada pelo nosso sistema de antivírus, não podemos garantir que não contenha vírus informáticos e não aceitamos qualquer responsabilidade por danos causados por vírus que possam estar contidos nesta mensagem.

Para informações sobre a Galp Energia visite o nosso website em <http://www.galpenergia.com>.

This e-mail and related attachments contain confidential and legally privileged information.

If you are not the intended recipient you must not keep it in your records or forward it to any third parties, nor use the information contained in it. Please delete it and notify by return Email. Internet email does not guarantee the confidentiality or the proper receipt of messages sent. Galp Energia declines any liability for damages caused by improper receipt of this message.

Our own virus checking system has swept this e-mail and its attachments. However, we cannot guarantee that it is virus-free and cannot take responsibility for any virus which may be present.

For further information about Galp Energia please visit our website at <http://www.galpenergia.com>.

Data: 16/05/2016 [14:46:07]
De: Saldanha Bento <saldanha.bento@galpennergia.com>
Para: Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>
Assunto: Parecer CT - Tarifas AG2016-17 e Parâmetros Período Regulatório 2016-19

Prezada Presidente do Conselho Tarifário da ERSE em exercício,

Eng^a Manuela Moniz,

O representante da Comercializadora de Último Recurso Grossista vem informar do seu Voto Favorável na Generalidade ao Parecer do CT da ERSE relativo ao assunto acima.

Mais informa do Voto Desfavorável na Especialidade sobre a alínea d) do ponto 1.4 Enquadramento na Generalidade, subscrevendo Declaração de Voto Conjunta com os representantes das Concessionárias e Licenciadas de Distribuição, da Concessionária da Armazenagem Subterrânea e dos CURRs.

Finalmente, informa que, tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto das Empresas Concessionárias e Licenciadas de Distribuição de Gás Natural relativas aos "Mecanismos de Compensação dos Contratos de Concessão" e "Contadores", dá o seu acordo e subscreve as mesmas.

José Manuel Saldanha Bento

Representante da Comercializadora de Último Recurso Grossista

O conteúdo desta mensagem de correio eletrónico e seus anexos é confidencial e de uso reservado.

Se não é o destinatário, não a guarde, não a reenvie a terceiros, nem faça qualquer uso da informação nela contida. Por favor, apague-a e informe de imediato o remetente. A Internet não garante a confidencialidade e a entrega correta de mensagens de correio eletrónico. A Galp Energia não aceita responsabilidade por danos causados pela receção incorreta desta mensagem.

Apesar de esta mensagem ter sido verificada pelo nosso sistema de antivírus, não podemos garantir que não contenha vírus informáticos e não aceitamos qualquer responsabilidade por danos causados por vírus que possam estar contidos nesta mensagem.

Para informações sobre a Galp Energia visite o nosso website em <http://www.galpennergia.com>.

This e-mail and related attachments contain confidential and legally privileged information.

If you are not the intended recipient you must not keep it in your records or forward it to any third parties, nor use the information contained in it. Please delete it and notify by return Email. Internet email does not guarantee the confidentiality or the proper receipt of messages sent. Galp Energia declines any liability for damages caused by improper receipt of this message.

Our own virus checking system has swept this e-mail and its attachments. However, we cannot guarantee that it is virus-free and cannot take responsibility for any virus which may be present.

For further information about Galp Energia please visit our website at <http://www.galpennergia.com>.

DECLARAÇÃO DE VOTO DOS REPRESENTANTES DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-19"

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 2016-17 e Parâmetros para o Período Regulatório 2016-19" apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural", na sua Secção 2.1, pág. 27, 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 que a ERSE se ateu a uma descrição factual, apresentando apenas a sua posição e a sua estimativa de valores envolvidos nos mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro das concessões de distribuição, as signatárias 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 com atividade de distribuição de gás natural, signatárias desta Declaração de Voto, expressam a sua convicção de que o documento " Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2016-2017 e Parâmetros para o Período de Regulação 2016-2019" não estabelece o montante de Proveitos Permitidos de acordo com os seus Contratos de Concessão, pelo que deveria seja reformulado em conformidade.

Declaro que a ERSE não estabelece o montante de proveitos permitidos de acordo com os seus contratos de concessão de distribuição de gás natural.
- Representante das licenciadas de distribuição de gás natural
[Handwritten signature]

... ..

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 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-19"

Contadores

As Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural notam que, novamente, o ERSE não considerou na sua proposta os activos e investimentos futuros associados aos contadores, os quais não foram assim contabilizados no activo remunerado, Estas entidades não podem deixar de lamentar que nas sucessivas propostas de tarifário, a ERSE continue a escusar-se a discutir esta questão de inequívoca relevância para as empresas, e que se tornará progressivamente mais crítica com o processo de renovação dos contadores nomeadamente nas concessões mais antigas, uma vez que brevemente se atingirão os 20 anos do início da distribuição, correspondentes ao período de vida útil dos contadores.

Neste sentido, a exemplo do sucedido nos anos gás anteriores, em que se 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 nas referidas Declarações, solicitando-se a atenção devida e as medidas de correcção necessárias.

"7. /

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.

1..."

...representante das concessionárias de distribuição de gás natural

- Representante das concessionárias de distribuição de gás natural
Luís Afonso

ANEXO IV
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE “PROPOSTA DE
TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS
PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”**

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO
2016-2019”

I – GENERALIDADE

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2016-2017, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 14 de abril de 2016, a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2016-2017 e Parâmetros para o período de regulação 2016-2019”, tendo o CT emitido o seu parecer a 16 de maio de 2016, conforme o disposto nos Estatutos da ERSE.

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 2016 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e os parâmetros para o período de regulação 2016-2019.

1 – ENQUADRAMENTO

No que respeita o comentário do CT relativo à uniformidade tarifária, este 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 13,3% nas tarifas transitórias de BP< agora publicadas, a uniformidade tarifária nos restantes escalões de consumo implicaria não assegurar que todos os consumidores observassem reduções tarifárias.

2 – COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicados e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado informação sobre as variações das únicas tarifas de venda a clientes finais que publica, as do comercializador de último recurso. Assim, tem-se considerado relevante fornecer informação, quer das variações tarifárias das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais.

A ERSE não ignora que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores, dada a crescente relevância no mercado liberalizado, mas receia que a comunicação das variações das tarifas de acesso às redes induza em erro os consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar, uma vez que a sua fatura final depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado.

Todavia, reconhecendo-se a pertinência dos comentários do CT procurar-se-á nos exercícios futuros de tarifas repensar as variações tarifárias a comunicar. Quanto ao exercício presente considera-se que as alterações ao comunicado devem ser minimizadas, sobre pena de se considerar que a decisão apresenta alterações significativas quando comparada com a proposta submetida ao CT em abril, o que não é o caso.

Quanto ao exercício de monitorização, na sequência do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, que atribui à ERSE competências de monitorização de preços no mercado retalhista de gás natural, a ERSE publicou o Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, que estabelece as obrigações de reporte de informação à ERSE pelos comercializadores sobre as ofertas comerciais que estão a praticar no mercado e sobre os preços médios praticados no passado.

Esta informação tem permitido à ERSE efetuar o exercício de monitorização dos preços que estão a ser praticados no mercado, mas também informar os consumidores sobre as ofertas em mercado, com preços que na generalidade estão abaixo da tarifa transitória, conforme apresentado no capítulo 12 do documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”. Para isso, a ERSE disponibiliza, na sua página de internet, informação sobre todas as ofertas dos comercializadores de mercado¹, assim como simuladores de ofertas comerciais de energia², que permitem aos consumidores de BTN comparar todas as ofertas disponíveis no mercado.

3 – REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

A ERSE gostaria de salientar que há um esforço, em todos os processos de consulta pública, muito concreto na tentativa de harmonizar os interesses das diversas partes, na solução que melhor se adegue à defesa dos princípios subjacentes à regulação. Em particular, na 54.^a Consulta Pública, a ERSE propôs soluções sobre diversos temas que sofreram alterações significativas face ao parecer do CT. São exemplos (1) a introdução dos novos escalões de consumo nas tarifas de AP, MP e BP, (2) a adoção da proposta do CT relativamente à repartição de encargos de neutralidade; (3) a não adoção das alterações nas regras relativas aos *swaps* regulados; (4) a aprovação da tarifa flexível diária já no próximo ano-gás, quando a ERSE tinha proposta a sua vigência para o ano-gás 2017-2018.

Assim, nesta como noutras matérias, a ERSE tem uma cultura de respeito e muito apreço pelos seus órgãos consultivos, tentando sempre que possível e justificado, a adoção das recomendações que lhe são dirigidas.

¹ <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/MercadoRetalhista/Paginas/MonitorizacaoRetalhista.aspx>

² <http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Paginas/simgasnatural.aspx>

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”

Os comentários recebidos no âmbito dos processos de consulta são, por conseguinte, avaliados pela ERSE e tidos em consideração no momento em que são elaboradas as versões finais dos diversos Regulamentos, antes da sua publicação oficial. Contudo, realça-se que os diversos comentários recebidos, onde se inclui o parecer do Conselho Tarifário, não são vinculativos para a ERSE, que no âmbito das suas funções tem de avaliar as propostas que no seu entender são mais adequadas para o bom desempenho do processo regulatório.

No caso particular do mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos das atividades de transporte e de distribuição do gás natural associada à procura, apesar de alguns comentários desfavoráveis recebidos de *stakeholders*, a ERSE entendeu que a proposta efetuada no âmbito da consulta pública é vantajosa para o sistema, designadamente porque permite mitigar os impactes tarifários associados a grandes variações da procura de gás natural, sem conduzir à criação de *deficit* tarifário. Assim, ponderadas as vantagens e as desvantagens e ouvido o Conselho Tarifário, a ERSE decidiu manter a sua proposta e verter na versão final do articulado do Regulamento Tarifário o mecanismo proposto em sede de Consulta Pública. No entanto, a ERSE não deixou de ter em conta as preocupações do Conselho de Tarifário na definição dos parâmetros que permitem a sua implementação, designadamente, na definição dos valores dos desvios nos proveitos associados à evolução da procura que acionem este mecanismo.

4 – SUBREGULAMENTAÇÃO

4. 1) – DINAMIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

O CT solicita que a ERSE publique a subregulamentação e respetiva tarifa, que permitam concretizar os mecanismos adicionais de dinamização do terminal de GNL até ao início do ano gás 2016-2017. O desenho desta nova opção tarifária é complexo, exigindo uma discussão cuidada com os agentes, estando a ERSE a preparar a discussão com os interessados nesta matéria, por forma a responder da forma mais célere possível à solicitação do CT.

4. 2) – CÓDIGO EUROPEU DE BALANCEAMENTO DE REDES

A consulta aos interessados da subregulamentação das regras de balanço, que integrará o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, e a realização de um *workshop* estão previstos para o final de junho de 2016.

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”

4.3) – MERCADO ORGANIZADO EM PORTUGAL E MIBGÁS

A ERSE concorda em pleno com o CT pelo que, no âmbito da cooperação entre reguladores, a ERSE em conjunto com o regulador de Espanha têm previsto o arranque das tarefas visando o acoplamento dos mercados, designadamente pela implementação do modelo da atribuição de capacidade implícita, conforme decorreu da consulta pública realizada em 2015. De salientar igualmente, que a ERSE emitiu um comunicado a 16 de dezembro de 2015 dando nota do arranque, na respetiva data, da negociação de produtos de gás natural, através da plataforma de mercado organizado no âmbito do MIBGÁS. O arranque desta plataforma de negociação constitui um importante passo na integração progressiva dos mercados de gás natural de Portugal e de Espanha e na construção do Mercado Interno do Gás Natural.

4.4) – TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE EM CONTRATOS DE CAPACIDADE DIÁRIA NAS SAÍDAS

Considerando o Parecer do Conselho Tarifário relativo às Tarifas de gás natural para o ano gás 2016-2017, no que respeita à introdução de uma opção tarifária em alta pressão com contratação de capacidade diária, a ERSE definiu uma nova opção tarifária de acesso às redes com contratação de capacidade diária, em conformidade com a proposta apresentada no processo de Consulta Pública de alteração regulamentar do Regulamento Tarifário em 2015.

4.5) – CONDIÇÕES DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE define na diretiva que aprova as “Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e Parâmetros para o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019” os parâmetros que definem a aplicação das novas tarifas opcionais de acesso às redes em MP em linha com o solicitado pelo Conselho Tarifário.

II – ESPECIALIDADE

A – TARIFAS E PREÇOS PARA 2016-2017

A.1 – MERCADO LIVRE

O CT, nos seus comentários à proposta de tarifas e preços para 2016-2017, insta a ERSE a utilizar os instrumentos ao seu dispor para incentivar a conclusão da migração de consumidores entre o mercado regulado e o mercado livre, no fornecimento de gás natural. A ERSE acompanha as preocupações expressas pelo CT neste domínio, lembrando, contudo, que uma parte importante das condicionantes à migração atrás mencionada se prendem com a informação e esclarecimento dos consumidores de gás

natural, razão pela qual a ERSE tem adotado, no plano regulamentar e na atuação conjunta com os restante *stakeholders*, ações que visam obter melhores condições de acesso à informação pelos consumidores e, conseqüentemente, uma escolha informada do seu fornecedor. A este propósito, refira-se o conjunto de alterações regulamentares recentemente introduzidas que visa reforçar as obrigações de prestação de informação, da sua clareza e transparência, que impendem sobre os fornecedores de gás natural. Ainda a este respeito, refira-se que do próprio Plano e Relatório de Atividades da ERSE contam ações dirigidas com o intuito a disseminar em rede o conhecimento, nomeadamente quanto à mudança de comercializador e processo de extinção de tarifas reguladas, para com isso potenciar a escolha esclarecida e a igualdade no acesso à informação por parte dos consumidores.

O CT refere também a necessidade de publicação de informação regular sobre o desenvolvimento do mercado liberalizado, referindo a criticidade de uma publicação mensal e atempada desta informação. A ERSE, mais uma vez, acompanha as preocupações expressas pelo CT, sendo de referir que a informação relativa ao mercado retalhista de gás natural tem, até aqui, verificada uma cadência de publicação trimestral. A ERSE está a concluir um processo tendente à adaptação do modelo de agregação e preparação desta informação que permita cumprir a referida cadência mensal sugerida pela CT, bem como uma maior similitude com a informação equivalente que é disponibilizada para o mercado elétrico.

Refere também o CT a necessidade premente de aumentar a comparabilidade de ofertas de produtos e serviços. A ERSE, reconhecendo o interesse e a importância de tal atuação, adotou, já em meados de 2015, uma disposição regulamentar que vincula a generalidade dos comercializadores à apresentação prévia de uma ficha padronizada da oferta comercial, que se orientou justamente para a comparabilidade das condições das ofertas que estão para além do preço da mesma. A ERSE crê que, num ambiente liberalizado, a diferenciação das ofertas constitui simultaneamente um benefício e um desafio para os consumidores, razão pela qual tem vindo a atribuir no plano do relacionamento comercial uma extrema importância às condições de informação e esclarecimento aos consumidores, incluindo aquela que permite a referida comparabilidade.

É com esse objetivo que a ERSE tem vindo a trabalhar na divulgação de informação clara, útil e comparável sobre as ofertas de mercado. 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 mercado³, assim como simuladores de ofertas comerciais de energia, que permitem aos consumidores de BTN comparar todas as ofertas disponíveis no mercado⁴.

³ <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/MercadoRetalhista/Paginas/MonitorizacaoRetalhista.aspx>

⁴ <http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Paginas/simgasnatural.aspx>

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”

No que se refere à cessação da publicação de tarifas transitórias de venda a clientes finais para os segmentos de MP e BP>, a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março estabelece que a obrigatoriedade de fornecimento de gás natural pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador do mercado livre, se mantém até 31 de dezembro de 2017.

No que respeita à eventual existência de obstáculos à concorrência no mercado livre, relacionados com o nível de preço das tarifas transitórias de venda a clientes finais, importa referir o aumento do número de operadores na comercialização retalhista, no decurso dos últimos dois anos gás, aumento esse que, ainda que inferior ao registado no setor elétrico, se tem concretizado com entrada de operadores independentes dos grupos económicos dos comercializadores de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, veio consagrar a proibição de indexação das tarifas de mercado às tarifas transitórias de venda a clientes finais. O mesmo diploma estabelece que constitui contraordenação a indexação de preços às tarifas transitórias, sendo aplicável o regime sancionatório do setor energético.

Por fim, e estando a ERSE de acordo com o mencionado pelo CT no seu respetivo parecer a respeito da concretização de um mercado integrado a nível ibérico no segmento grossista, importa lembrar que na revisão regulamentar recentemente concretizada foram efetuados os ajustamentos necessários à adaptação do quadro regulamentar a um contexto mais integrado de mercado, prevendo-se não apenas a concretização do MIBGAS enquanto processo, como também da restante normativa europeia que aponta à integração mais vasta (no contexto europeu) do mercado de gás natural.

Adicionalmente, no âmbito da cooperação entre reguladores, a ERSE em conjunto com o regulador de Espanha tem previsto o arranque das tarefas visando o acoplamento dos mercados, designadamente pela implementação do modelo da atribuição de capacidade implícita, conforme decorreu da consulta pública realizada em 2015.

A.2 – NÍVEL TARIFÁRIO

A.2.1 – AJUSTAMENTOS E IMPACTE TARIFÁRIO

O objetivo de considerar nas tarifas de cada ano os ajustamentos provisórios do ano s-1, é o de antecipar em um ano os impactes resultantes dos ajustamentos espectáveis ocorrer no ano seguinte. Face aos montantes apurados no cálculo das tarifas dos anos anteriores, nem sempre tem sido possível à ERSE acomodar os ajustamentos de s-1, dado o impacte na estabilidade tarifária que os mesmos teriam caso fossem considerados. No processo tarifário de cálculo de tarifas para o ano gás 2016-2017, a ERSE decidiu incorporar os ajustamentos de s-1, em todas as atividades, face ao seu impacte tarifário reduzido.

Na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e na atividade de Armazenamento Subterrâneo, apesar da dimensão dos ajustamentos apurados para s-1 ter sido mais elevada, estes foram considerados, dada a existência nessas atividades de mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários, que permitem que parte dos seus custos sejam recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Assim, foi possível acomodar nas tarifas de 2016-2017 todos os ajustamentos provisórios de 2015 às atividades do setor, sendo espectável, que esses venham a ter significativamente menos impacte no momento do seu cálculo definitivo, em tarifas de 2017-2018.

Finalmente, importa igualmente realçar que o controlo dos impactes tarifários decorrente de fatores exógenos e esporádicos é uma preocupação da ERSE, que se materializou no novo período regulatório na criação do mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos das atividades de transporte e de distribuição do gás natural associada à procura.

A.3 – TARIFAS

A.3.1 – TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

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 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 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,

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO
2016-2019”

ciente da pertinência da questão levantada pelo CT a ERSE publicou em 2011 uma nota interpretativa sobre esta matéria⁵.

No que respeita à introdução de escalões de consumo nas TAR em AP, MP e BP> são apresentadas no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”, as variações tarifárias por nível de pressão e diferenciadas por escalões de consumo, resultantes da introdução dos referidos limiares de consumo assim como os preços médios das TAR em AP, MP e BP> em função do consumo anual. Como é referido no documento, a minimização das diferenças entre as tarifas de acesso às redes para os consumidores localizados nas zonas fronteira, é um objetivo que será perseguido nos próximos exercícios tarifários.

No que respeita às opções tarifárias opcionais de acesso às redes em MP, a ERSE apresenta no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017” uma análise de impactes tarifários (Quadro 8-18) onde se qualificam os impactes tarifários por tipo de consumidor, quer no que respeita às respetivas tarifas de acesso às redes, quer no que respeita a preços finais.

Considerando que os consumidores ligados fisicamente em MP constroem um ramal dedicado de ligação à rede de AP (cenário 2 apresentado), verificar-se-ia uma variação tarifária nas tarifas de acesso às redes em AP nula, em MP um diferencial de 6,1%, em BP> um diferencial de 1,6% e em BP< um diferencial de 0,8%. A nível global o impacto tarifário nas tarifas de acesso às redes seria de 2,0%.

No que respeita aos impactes tarifários nos preços finais, é expectável uma variação tarifária em AP nula, em MP um diferencial de 1,1%, em BP> um diferencial de 0,8% e em BP< um diferencial de 0,4%. A nível global o impacto tarifário nos preços finais é de 0,5%.

Considerando a regra proposta (cenário 3 apresentado), considera-se que os clientes ligados em MP não construiriam um ramal dedicado à rede de AP e pagariam uma tarifa de acesso às redes em MP opcional. Neste caso verifica-se uma variação tarifária nas tarifas de acesso às redes em AP de 1,3%, em MP um diferencial de 0,8%, em BP> um diferencial de 0,2% e em BP< um diferencial de 0,1%. A nível global o impacto tarifário nas tarifas de acesso às redes é de 0,5%.

No que respeita aos impactes tarifários nos preços finais, verifica-se uma variação tarifária em AP de 0,16%, em MP um diferencial de 0,14%, em BP> um diferencial de 0,10% e os consumidores em BP< um diferencial de 0,06%. A nível global o impacto tarifário nos preços finais é de 0,13%.

No documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”, no quadro 8.17 é apresentada a compensação em €/MWh que cada consumidor receberia em função do seu consumo anual e da sua distância à rede de

⁵[http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1514/Parecer%20Interpretativo%20ERSE%201-2011%20\(Tarifa%20de%20URT%20-%20GN\).pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1514/Parecer%20Interpretativo%20ERSE%201-2011%20(Tarifa%20de%20URT%20-%20GN).pdf)

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”

AP. Por exemplo, um consumidor com um consumo anual de 20 Milhões de m³ e que diste 2 Km da rede de AP receberia uma compensação de 1,17 €/MWh.

Os impactes tarifários referidos anteriormente e apresentados no quadro 8.16 do documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017” foram calculados considerando o conjunto de clientes que efetuaram junto do ORT pedidos de ligação em 2014, devido à sua proximidade geográfica da rede de AP e que ponderaram a construção de um ramal dedicado que os ligue diretamente à rede de AP.

A.3.2 – TARIFAS FLEXÍVEIS DE SAÍDA

Considerando o Parecer do Conselho Tarifário relativo às Tarifas de gás natural para o ano gás 2016-2017, no que respeita à introdução de uma opção tarifária em alta pressão com contratação de capacidade diária, a ERSE definiu uma nova opção tarifária de acesso às redes com contratação de capacidade diária, em conformidade com a proposta apresentada no processo de Consulta Pública de alteração regulamentar do Regulamento Tarifário em 2015. Em conformidade com o Parecer do Conselho Tarifário na definição desta tarifa foi considerado um multiplicador correspondente a um valor elevado por forma a, por um lado minimizar impactes tarifários e por outro promover a simetria regulatória no espaço Ibérico.

A.3.3 – TARIFA SOCIAL E ASECE

A ERSE incluiu no documento de justificação das Tarifas e Preços de Gás natural 2016-2017, a informação sobre o número de consumidores atualmente abrangidos pela tarifa social do gás natural, a qual, por lapso não foi apresentada no documento de proposta.

No que respeita às alíneas b) e c) do ponto 11 sobre a tarifa social e ASECE a ERSE reitera a sua total disponibilidade para participar e contribuir no âmbito dos processos de alteração e avaliação legislativa que lhe sejam submetidos. A atividade de inspeção não é objeto do presente processo tarifário. Os resultantes decorrentes das ações de inspeção da ERSE serão comunicadas ao órgão consultivo da ERSE, nos termos previstos nos Estatutos da entidade⁶.

No entanto e, excecionalmente, tendo em conta o interesse público suscitado por estas matérias esclarece-se o seguinte:

1. O Conselho de Administração da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), no exercício das suas competências, aprovou a realização de ações inspetivas junto da EDP Comercial –

⁶ [Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril](#), alterado pelo [Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro](#), na redação do [Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho](#).

Comercialização de Energia, S.A. (EDP Comercial) e da Galp Power, S.A. (Galp Power), na qualidade de comercializadores de gás natural e de energia elétrica em regime de mercado, sobre as condições de aplicação da tarifa social de fornecimento de gás natural e de energia elétrica (Tarifas Sociais) e do apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE).

2. As referidas ações inspetivas ocorreram em 4 de fevereiro de 2015 e foram consubstanciadas no “Relatório Resumo – Tarifa Social – Inspeções Realizadas aos Comercializadores EDP Comercial e Galp Power”, de abril de 2015, elaborado pela Direção de Mercados e Consumidores da ERSE, com fundamento no qual, em 15 de abril de 2015 e ao abrigo do Regime Sancionatório do Setor Energético (RSSE), foram abertos processos de contraordenação contra os respetivos comercializadores, por se considerar existirem indícios bastantes do não cumprimento das obrigações previstas na legislação aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis.
3. Com base nas diligências efetuadas em sede de inquérito, ambos os comercializadores foram notificados das respetivas notas de ilicitude por: não atribuição e aplicação de Tarifas Sociais e ASECE a consumidores economicamente vulneráveis; não identificação clara e visível nas faturas dos descontos sociais inerentes; divulgação extemporânea de informação sobre a existência da tarifa social de fornecimento de energia elétrica e a sua aplicação; não solicitação tempestiva aos operadores das redes de distribuição da aplicação dos descontos sociais inerentes. No caso da EDP Comercial resultou ainda, a prática de aplicação de descontos sociais inferiores aos legalmente devidos; a violação do dever de transparência comercial; a não auditabilidade e a falta de colaboração e, no caso da Galp Power, ao abrigo das bases dos setores, a violação do dever de prestar informação adequada.
4. A EDP Comercial apresentou a sua pronúncia por escrito, que foi ponderada para efeitos da Decisão Final da ERSE, de 10 de dezembro de 2015, e que, dando por provada a prática das infrações acima descritas, condenou a visada no pagamento de uma coima final única no valor de 7,5 milhões de euros, da qual a EDP Comercial interpôs recurso judicial.
5. No caso da Galp Power, encontra-se a decorrer o prazo para apresentação de pronúncia. Sendo que as contraordenações em causa, praticadas no âmbito do Sistema Nacional de Gás Natural (SGNG) e/ou do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e previstas no RSSE, em função da sua gravidade, são puníveis com coimas até 2% e 10% do volume de negócios da empresa visada.

A.3.4 – TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

A ERSE, como de forma reiterada tem sido comunicado em resposta ao CT, tem toda a abertura para contribuir no âmbito do processo de alteração das regras de funcionamento da TOS que visem ultrapassar

as dificuldades de aplicação. Todavia, a ERSE apenas pode atuar no estrito cumprimento da legalidade não lhe competindo legislar sobre esta matéria. Neste contexto, as sugestões do CT na introdução de limites máximos ao valor das taxas e a alteração dos critérios de modulação (em detrimento do metro linear) são alterações substantivas de regime legal, que extravasam as competências da ERSE. Não obstante, a ERSE tem no âmbito das suas competências, referido este assunto sempre que adequado às instâncias responsáveis, em conformidade com o sugerido pelo CT.

No que respeita à informação sobre a TOS, a ERSE informa que procederá ao estudo desta situação, visando o incremento do nível de informação disponível designadamente através do seu portal de internet.

A.5 – INVESTIMENTOS

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT relativos ao documento “Análise dos Investimento do Setor do Gás Natural”, que irão ser considerados futuramente na atividade próxima da ERSE e na preparação do documento para o próximo ano.

Entretanto, foi possível atualizar o documento apresentado ao CT em resultado da receção da informação, entretanto recebida de um dos operadores da RNDGN, que permitiu clarificar as dúvidas anteriormente existentes.

A.7 – TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

Os custos do GL- UAG, que são considerados nos proveitos permitidos do Comercializador de Último Recurso Grossista e posteriormente recuperados pela Tarifa de UGS, são os custos decorrentes dos fornecimentos e serviços assumidos no âmbito da operação do gestor logístico.

Saliente-se que, embora a metodologia de definição dos proveitos permitidos seja do tipo *cost plus*, não desvincula a ERSE, pelo contrário, de analisar a evolução dos custos da empresa e avaliar a sua inclusão nos seus proveitos permitidos.

Em relação ao tema do “Transporte Rodoviário de GNL para as UAG”, a ERSE toma boa nota dos comentários recebidos do CT e continuará o trabalho que tem vindo a desenvolver em relação à monitorização e evolução dos custos do transporte rodoviário de GN.

A.8 – REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

A respeito do comentário relativo ao anunciado processo de revisão regulamentar da qualidade de serviço, a ERSE revê-se na circunstância expressa pelo CT quanto à maior convergência dos quadros

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”

regulamentares da eletricidade e do gás natural em matérias de relacionamento comercial no mercado retalhista, matérias essas que constituem a razão principal para, pela primeira vez, a ERSE proceder a uma revisão conjunta de regulamentos do dois setores regulados.

Com referência aos comentários relativos à publicação do Relatório de Qualidade de Serviço do setor do gás natural, sobre os dados de 2014, tomamos boa nota das considerações efetuadas pelo Conselho Tarifário sobre esta matéria que futuramente serão tidas em conta.

B – PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019

B.1 – TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

B.1.1 – REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2016-2019

A metodologia seguida pela ERSE no cálculo da taxa de remuneração dos ativos regulados na proposta de parâmetros para o período de regulação 2016-2019 teve em consideração, entre outros objetivos e aspetos ponderados, a harmonização de metodologias entre o setor do gás natural e o setor elétrico, tendo em conta a proximidade destes dois setores em termos de especificidades técnicas, económicas e de enquadramento regulatório. Nesse particular, importa sublinhar as similitudes das metodologias regulatórias aplicada em ambos os setores assentes, de um modo geral, na definição de metodologias de definição de proveitos permitidos do tipo *price cap* ou *revenue cap*, ao nível dos custos de exploração, e do tipo *cost plus*, ao nível dos custos de investimento.

A metodologia aplicada no cálculo do prémio de risco de mercado, do prémio de risco do país e da taxa de juro sem risco corresponde, desta forma, à continuação da metodologia aplicada na definição da taxa de remuneração do setor elétrico para o período regulatório 2015-2017. Neste quadro metodológico, o prémio de risco do país é uma variável adicionada ao prémio de risco de mercado. De uma forma consensual, o prémio de risco de mercado é uma variável que tem por base séries históricas longas, com 20 ou mais anos, apresentando uma grande volatilidade para séries menos longas.

Assim, tal como para o atual período regulatório do setor elétrico, o prémio de risco do país foi calculado com a série histórica disponível mais próxima da referência para um prémio de risco de mercado, que coincide com o período que se inicia após a introdução das taxas de conversão irrevogáveis do euro, em 1999.

A inclusão da França foi uma opção já anteriormente avaliada e ponderada no setor elétrico, aquando da definição dos parâmetros do período regulatório 2015-2017. A ERSE entendeu que se justificava a

inclusão da França, visto esta ter observado um *rating* AAA durante a maior parte do período considerado (1999 a 2016).

No que respeita à determinação dos *betas*, não se afigurando exequível a obtenção de dados de empresas comparáveis cotadas em bolsa que apenas desenvolvam atividades reguladas, nomeadamente a atividade de distribuição de gás natural e/ou eletricidade, a observação direta de *betas* destas atividades reguladas no mercado torna-se inviável. De entre as possíveis alternativas metodológicas para determinação dos *betas* das atividades reguladas, a abordagem *bottom-up* é aplicada pela ERSE há cerca de 15 anos, designadamente no setor elétrico. Esta metodologia permite a comparação e delimitação dos vários *betas* das diversas atividades reguladas, tendo em conta:

- Os *betas* das diversas atividades (reguladas e não reguladas) no mesmo grupo;
- Os *betas* da mesma atividade de outras empresas;
- Os *betas* de outras atividades de outros grupos;

Estas comparações e delimitações permitem inferir restrições de variação dos diversos *betas* não observados, quer por *betas* de atividades observadas no mercado, quer por restrições de níveis de risco relativos das diversas atividades, face ao risco do conjunto do grupo. Assim, no cálculo dos *betas* das atividades reguladas do setor do gás natural observou-se igualmente uma aproximação com as atividades congéneres do setor elétrico. Nesse particular, registre-se que a proposta do Conselho Tarifário no sentido de rever os valores dos *betas* levaria a um aumento da taxa de remuneração dos ativos regulados para um nível muito superior ao que atualmente se aplica no setor elétrico.

É de realçar que esta comparação e *ranking* de níveis de risco recria, implicitamente, a avaliação efetuada pelos investidores, nomeadamente na ponderação das rendibilidades e dos riscos de investimentos alternativos, sendo uma metodologia globalmente consensual neste tipo de abordagens para a determinação do custo de oportunidade do capital.

Finalmente, importa igualmente realçar que a aplicação de *betas* iguais nas diferentes atividades de alta pressão decorre das proximidades regulamentares e económicas existentes entre estas atividades e, designadamente, destas atividades estarem enquadradas pelas mesmas metodologias de aceitação de definição dos proveitos permitidos.

B.1.2 – IMPACTO DAS NOVAS TAXAS DE REMUNERAÇÃO NOS PROVEITOS PERMITIDOS

A redução das taxas de remuneração dos ativos determinada para o ano de 2016 reflete o ajustamento e a adequação da taxa de remuneração à conjuntura do país. Na determinação da taxa de remuneração dos

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”

ativos das atividades reguladas, a ERSE faz uma cuidada e ponderada avaliação e análise dos impactos da mesma, tendo presente a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas. As análises efetuadas são apresentadas nos diferentes documentos que acompanham as tarifas e preços para o ano gás 2017-2018, tais como a “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural” e do próprio documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”.

B.1.3 – MECANISMO DE INDEXAÇÃO

A ERSE, tomando em consideração o Parecer do CT, e numa convergência com o definido no setor elétrico, entendeu alterar o período de cálculo da média das OT para o ano civil no mecanismo de indexação para efeitos do cálculo da taxa de remuneração dos ativos. Desta forma, a média das OT, para efeitos de determinação do Custo do Capital Médio Ponderado definitivo do ano civil *s*, será a média do indexante (OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros) entre janeiro e dezembro do ano *s*⁷.

Importa ainda realçar que no final do período regulatório que se inicia em julho de 2016, a metodologia de regulação encontrar-se-á consolidada, pelo que a ERSE considera não se justificar a aplicação de duas taxas de remuneração no ano de transição de períodos regulatórios. Assim, aplicar-se-á a mesma taxa de remuneração aos ativos entrados em exploração ao longo do ano de 2019. Esta taxa será calculada através da metodologia definida para o período regulatório 2016-2019, reforçando assim a estabilidade e a previsibilidade das metodologias regulatórias.

B.2 – CUSTOS E EFICIÊNCIA

O Conselho de Administração da ERSE toma boa nota dos comentários efetuados pelo CT. De resto as preocupações manifestadas pelo CT, no que respeita aos cuidados a ter na implementação de uma regulação por incentivos, são aspetos que a ERSE tem em conta quando implementa metodologias regulatórias dessa natureza.

B.2.1 – OPEX DA RNTIAT

Ao aplicar metodologias de regulação por incentivos às atividades que regula, a ERSE procede, previamente, à avaliação do desempenho das empresas ao nível das suas várias atividades. Este aspeto

⁷ Tal como na atual metodologia, a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas.

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”

permite ter a percepção da adequação, ou não, do desempenho das empresas ao nível de custos que lhes é imposto pelo regulador.

Na preparação do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE, após avaliação do desempenho das empresas reguladas, entendeu que a melhor metodologia para a definição das bases de custo para 2016, isto é o nível base de proveitos permitidos para o início do período regulatório, seria a média entre os custos reais e os custos aceites em ajustamentos, no ano de 2014, atualizados para 2016 com o IPIB e o fator de eficiência do período regulatório anterior. Esta foi a metodologia aplicada às atividades de Alta Pressão. Paralelamente, foram igualmente definidas metas de eficiência, com vista à diminuição dos custos de exploração, diferenciadas consoante a margem percecionada para cada atividade para a diminuição dos custos. O nível mínimo de ganhos de eficiência dependerá dos ganhos associados ao progresso tecnológico. O nível mínimo de diminuição dos custos associados aos ganhos tecnológicos definidos, 2%, teve em conta as análises efetuadas noutras atividades para as quais existe mais informação, designadamente a distribuição de energia elétrica e a distribuição de gás natural, que apontam, aliás, para valores iguais ou superiores ao valor utilizado.

Nas atividades de Transporte e de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, a aplicação desta metodologia resultou na diminuição dos proveitos permitidos, tornando-os mais próximos dos custos da empresa. Em contrapartida, foram impostas metas de eficiência mais exigentes sobre os proveitos permitidos, de modo a incentivar as empresas a, continuamente, diminuírem os seus custos, partilhando os ganhos de eficiência com os clientes.

Ao contrário das restantes atividades, na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL os custos reais são superiores aos proveitos permitidos. A metodologia aplicada permitiu aproximar a base de custos aceites dos custos reais da empresa. A ERSE está ciente de que há ainda margem para a obtenção de ganhos de eficiência ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, que possam colocar os custos reais da atividade pelo menos ao nível dos custos aceites para efeitos de regulação. Estes ganhos de eficiência poderão igualmente alargar-se aos custos de energia elétrica associado ao acessos às redes de eletricidade, visto estes dependerem da gestão do terminal efetuada pelo seu Operador.

O risco associado à implementação de uma regulação por incentivos na atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema foi devidamente ponderado pela ERSE. Foi nesta perspetiva, que foi tomada a decisão de aplicar custos eficientes apenas a uma parte dos custos de OPEX da REN, na qualidade de Gestor do Sistema. Assim, a imposição de eficiência recaiu, apenas, nos custos de fornecimentos e serviços externos, decorrentes da transferência de outras empresas do grupo. Registe-se, que os dados recolhidos da análise e monitorização efetuadas apontam para a necessidade de imposição de metas de eficiência ao nível dos preços de transferência do universo REN.

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO
2016-2019”

B.2.2 – OPEX DA DISTRIBUIÇÃO

No contexto da definição das metas de eficiência desenvolvida no ponto 3.6, aquando da realização da análise não paramétrica através da metodologia DEA apresentada no ponto 3.6.2.2 foi complementarmente aplicada a metodologia do Índice de Malmquist (a metodologia utilizada no estudo do setor elétrico) ao grupo das empresas do setor do gás. Os resultados obtidos apontaram para ganhos de produtividade associados ao progresso tecnológico na ordem dos 3% para a maioria das empresas na transição de 2013 para 2014. Este valor apresenta elevada similitude com o obtido no estudo relativo ao setor elétrico. No entanto, de forma prudencial e de salvaguarda das características distintivas do setor do gás natural comparativamente ao setor elétrico, foi definido um parâmetro de eficiência mínimo de 2% conforme o exposto no quadro 3-19 da página 120, que não corresponde ao valor indicado pelo CT.

A ERSE tem adotado uma metodologia de definição de grupos de eficiência de empresas, por considerar que não se justifica a existência de metas de eficiência diferenciados para empresas com níveis de desempenho muito semelhantes. As pequenas diferenças de desempenho podem dever-se a especificidades da envolvente, que não se afiguram materialmente relevantes.

B.2.3 – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

a) Opex

No seguimento dos comentários recebidos, a ERSE procedeu à revisão da estrutura de custos dos CUR, nomeadamente no que respeita à repartição entre a componente fixa e a variável.

Deste modo, para as empresas do Grupo GALP e para a Portgás manter-se-á a estrutura de custos definida no período regulatório anterior. No que respeita à Tagusgás e à Sonorgás, a ERSE considera relevante ocorrer um processo de revisão das suas estruturas de custos, mais adaptadas a níveis de atividade que se perspetivam ser significativamente menores. Não obstante, a ERSE considera que este processo de convergência deverá ocorrer de forma gradual, devendo ter em linha de conta as especificidades destas duas empresas, designadamente a sua localização e a não inserção em grupos económicos de grande dimensão, entre outros fatores.

Em face do exposto, a repartição entre custos fixos e custos variáveis a utilizar no período regulatório de 2016 a 2019 é de i) 20% / 80%, respetivamente, no caso do Grupo Galp e da Portgás, e ii) 25% / 75%, respetivamente, para a Sonorgás e a Tagusgás.

b) Fatores de eficiência

Importa desde já recordar que a análise de desempenho efetuada aos CUR incide apenas sobre uma das parcelas de cálculo dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, particularmente

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2016-2019”

sobre os custos operacionais da função de comercialização (OPEX), por ser a parcela que resulta diretamente da aplicação de parâmetros regulatórios fixados pela ERSE. No entanto, e conforme consagrado no Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos englobam duas parcelas adicionais, nomeadamente i) uma margem de remuneração, de modo a cobrir o risco financeiro dos CUR decorrente da gestão de fundo de maneiio e ii) nas concessionárias, uma remuneração adicional de 4 €/cliente.

As parcelas referidas anteriormente consubstanciam-se em direitos dos comercializadores de gás natural consagrados na alteração às bases de concessão da atividade de distribuição efetuada em 2008, sendo os Contratos de Concessão celebrados entre o Estado Português (Concedente) e as entidades concessionárias da rede de distribuição. Relativamente a este assunto, a posição da ERSE mantém-se inalterada.

Por último, cumpre relembrar que a ERSE reviu em baixa a meta de eficiência face à aplicada no anterior período regulatório, tendo em conta o esforço necessário para que as empresas se possam adaptar às exigências da liberalização do mercado.

c) Proveito permitido adicional

Conforme estipulado no ponto 11 das bases de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural *“O Estado assegura ainda à entidade titular da licença de comercialização de último recurso o direito, durante os cinco primeiros períodos regulatórios, a um proveito permitido adicional de (euro) 4/cliente/ano, considerando o número de clientes reportado ao início de cada período regulatório. Considera-se o disposto no presente número como reproduzido na respetiva licença de comercialização de último recurso.”*

Em face do exposto, para o período regulatório com início a julho de 2016 e término a junho de 2019, o valor do proveito permitido adicional a considerar para cada um dos anos civis de 2016 a 2019 deverá ser calculado com base no número de clientes reportado ao início do presente período regulatório, isto é, reportado a julho de 2016.

Refira-se que em Tarifas 2015-2016, o valor do proveito permitido adicional considerado para o ano de 2016 correspondeu ao número de clientes reportado no início do período regulatório precedente, isto é, em julho de 2013.

Para efeitos de cálculo do ajustamento provisório e real do ano civil de 2016, a ocorrer em Tarifas 2017-2018 e Tarifas 2018-2019, respetivamente, irá ser considerado um rateio da parcela do proveito permitido adicional, nomeadamente metade do valor considerado para o ano civil de 2016, em Tarifas 2015-2016, e metade do valor apurado para o mesmo ano, em Tarifas 2016-2017.