

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO  
GÁS 2017-2018**

Junho 2017

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
0.1	Variações tarifárias.....	2
0.2	Proveitos a recuperar nas atividades reguladas do setor do gás natural .....	5
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS NATURAL.....</b>	<b>11</b>
2.1	Determinantes da evolução dos proveitos permitidos.....	11
2.2	Atividades reguladas .....	33
2.3	Proveitos permitidos para cada atividade .....	37
2.3.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	38
2.3.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural .....	39
2.3.3	Gestão Técnica Global do SNGN .....	40
2.3.4	Transporte de gás natural .....	42
2.3.5	Distribuição de gás natural .....	43
2.3.6	Compra e Venda de gás natural .....	48
2.3.7	Comercializador de último recurso grossista .....	48
2.3.8	Comercializador de último recurso retalhista .....	49
2.4	Parâmetros para a definição das tarifas .....	54
2.5	Compensação e transferências entre entidades reguladas .....	60
2.5.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição .....	60
2.5.2	Transferência dos comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição .....	61
2.5.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição .....	63
2.5.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP .....	63
2.5.3.2	Custos com o financiamento da tarifa social do operador da rede de distribuição .....	63
2.5.4	Compensações e transferências dos comercializadores.....	64
2.5.5	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL .....	69
2.5.6	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo .....	69
<b>3</b>	<b>TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2017-2018 .....</b>	<b>71</b>
3.1	Tarifas de Acesso às Redes e Infraestruturas de Gás Natural .....	77
3.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	77
3.1.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL.....	77
3.1.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL.....	78
3.1.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL.....	78
3.1.1.4	Preço de Trocas Reguladas de GNL .....	79
3.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	81
3.1.3	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural .....	82
3.1.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	82

3.1.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte .....	84
3.1.4	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural .....	91
3.1.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	91
3.1.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte .....	93
3.1.4.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição .....	94
3.1.5	Tarifas de Acesso às Redes .....	98
3.1.5.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte .....	99
3.1.5.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição .....	101
3.1.5.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes) .....	104
3.2	Tarifa Social .....	104
3.2.1	Tarifa Social de Acesso às Redes .....	106
3.2.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso .....	107
3.3	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais .....	110
3.3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas .....	110
3.3.1.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	113
3.3.1.2	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	116
3.3.2	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso .....	117
3.3.2.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas .....	117
3.3.2.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	118
3.3.2.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	118
3.3.2.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	119
3.3.2.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10000 m <sup>3</sup> .....	119
<b>4</b>	<b>PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2017-2018 .....</b>	<b>121</b>
4.1	Enquadramento regulamentar .....	121
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas .....	121
4.3	Preços a vigorar no ano gás 2017-2018 .....	122
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural .....	122
4.3.2	Encargos com a rede a construir .....	123
4.3.3	Preço de leitura extraordinária .....	124
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora .....	124
4.3.5	Fatores a considerar para o cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> (n) .....	125
4.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural .....	126
<b>5</b>	<b>CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA .....</b>	<b>129</b>
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DE IMPACTES .....</b>	<b>133</b>

6.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade.....	133
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	133
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	134
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte .....	135
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte .....	137
6.1.5	Tarifas de Uso da rede de distribuição .....	138
6.1.6	Tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> ....	139
6.1.7	Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	140
6.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes .....	141
6.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de Acesso Às Redes .....	141
6.2.2	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2017-2018 .....	145
6.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais .....	146
6.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais .....	146
6.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais .....	150
6.4	Impacte no preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	151
6.4.1	Evolução do preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	151
6.4.2	Estrutura do preço médio da tarifa transitória de venda a clientes finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	152
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>155</b>
	<b>ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES .....</b>	<b>157</b>
	<b>ANEXO II SIGLAS .....</b>	<b>161</b>
	<b>ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES .....</b>	<b>165</b>
	<b>ANEXO IV PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017 .....</b>	<b>169</b>
	<b>ANEXO V COMENTÁRIOS ERSE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017.....</b>	<b>173</b>

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> /ano .....	2
Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais .....	3
Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas de acesso às redes .....	3
Quadro 0-4 - Variação anual das tarifas por atividade.....	4
Quadro 0-5 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> /ano .....	4
Quadro 0-6 - Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> /ano.....	4
Quadro 0-7 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2017-2018 por atividade .....	6
Quadro 0-8 - Proveitos permitidos para o ano gás 2017-2018 por atividade .....	7
Quadro 2-1 - Principais indicadores .....	12
Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas .....	13
Quadro 2-3 - Custos das infraestruturas de gás natural .....	17
Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2017-2018 .....	20
Quadro 2-5 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018 .....	21
Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas .....	22
Quadro 2-7 - Custo de capital para 2015-2018.....	22
Quadro 2-8 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2017-2018.....	24
Quadro 2-9 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2017-2018 .....	25
Quadro 2-10 - Transferências para a parcela I da UGS .....	26
Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018.....	28
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018 .....	28
Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018 .....	28
Quadro 2-14 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018.....	29
Quadro 2-15 - Transferências para a UGS I no âmbito da tarifa social nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018.....	31
Quadro 2-16 - 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.....	32
Quadro 2-17 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural.....	34
Quadro 2-18 - Proveitos permitidos Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	39
Quadro 2-19 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem .....	40
Quadro 2-20 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	41
Quadro 2-21 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural .....	42

Quadro 2-22 - Variação anual dos proventos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural .....	44
Quadro 2-23 - Custos das infraestruturas de gás natural .....	48
Quadro 2-24 - Proventos 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 .....	49
Quadro 2-25 - Proventos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista .....	50
Quadro 2-26 - Proventos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista .....	52
Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2017-2018 .....	54
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2017-2018.....	57
Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2017-2018.....	58
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema a vigorar no ano gás 2017-2018.....	58
Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2017-2018 .....	58
Quadro 2-32 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2017-2018.....	59
Quadro 2-33 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2017-2018.....	60
Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2017-2018 .....	61
Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2017-2018 .....	61
Quadro 2-36 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2017-2018.....	62
Quadro 2-37 - Transferências do sobreproveito .....	63
Quadro 2-38 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2017-2018 .....	63
Quadro 2-39 - Custos previstos para o ano gás 2017-2018, no âmbito da tarifa social.....	64
Quadro 2-40 – Transferências mensais da REN em percentagem .....	64
Quadro 2-41 - Repartição da recuperação de proventos permitidos dos CUR no ano gás 2017-2018 .....	65
Quadro 2-42 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II .....	66
Quadro 2-43 - Transferências UGS I .....	67
Quadro 2-44 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	67
Quadro 2-45 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG .....	68
Quadro 2-46 - Transferências mensais da REN em percentagem .....	68
Quadro 2-47 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Terminal de GNL .....	69
Quadro 2-48 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo .....	70
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas.....	72
Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de receção de GNL.....	77

Quadro 3-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL .....	78
Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL .....	78
Quadro 3-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.....	79
Quadro 3-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL .....	79
Quadro 3-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas .....	79
Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL.....	81
Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	81
Quadro 3-10 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	82
Quadro 3-11 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	83
Quadro 3-12 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema .....	83
Quadro 3-13 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema .....	83
Quadro 3-14 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema.....	84
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada .....	86
Quadro 3-16 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada .....	86
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída .....	87
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AP.....	89
Quadro 3-19 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação diária).....	89
Quadro 3-20 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação mensal).....	90
Quadro 3-21 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação anual).....	90
Quadro 3-22 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição .....	92
Quadro 3-23 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição .....	92
Quadro 3-24 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição .....	93
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	94
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP .....	96
Quadro 3-27 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	97
Quadro 3-28 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	97
Quadro 3-29 - Preços da tarifa de URD em BP > .....	97
Quadro 3-30 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	98



Quadro 3-31 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	98
Quadro 3-32 - Preços da tarifa de URD em BP < .....	98
Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2017-2018 .....	99
Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível diária).....	99
Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	99
Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	100
Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2017-2018 .....	100
Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível diária).....	100
Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	100
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	101
Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2017-2018.....	101
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2017-2018.....	101
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	102
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	102
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2017-2018.....	102
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	102
Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	103
Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2017-2018 .....	103
Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2017-2018 .....	104

Quadro 3-50 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes .....	106
Quadro 3-51 – Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural.....	106
Quadro 3-52 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes .....	107
Quadro 3-53 - Desconto da tarifa social.....	107
Quadro 3-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás .....	108
Quadro 3-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás .....	108
Quadro 3-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás .....	108
Quadro 3-57 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal ....	108
Quadro 3-58 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboaagás.....	109
Quadro 3-59 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás .....	109
Quadro 3-60 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	109
Quadro 3-61 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás .....	109
Quadro 3-62 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás .....	110
Quadro 3-63 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	110
Quadro 3-64 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás .....	110
Quadro 3-65 - Fatores de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2017 .....	112
Quadro 3-66 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2017 .....	113
Quadro 3-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás .....	113
Quadro 3-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	113
Quadro 3-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás .....	114
Quadro 3-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal.....	114
Quadro 3-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboaagás.....	114
Quadro 3-72 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás .....	115
Quadro 3-73 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás .....	115
Quadro 3-74 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás .....	115
Quadro 3-75 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás .....	116
Quadro 3-76 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	116
Quadro 3-77 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás .....	116
Quadro 3-78 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	117
Quadro 3-79 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	118
Quadro 3-80 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	118
Quadro 3-81 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	119

Quadro 3-82 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	119
Quadro 3-83 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	119
Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2017-2018) .....	123
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2017-2018) .....	123
Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2017-2018).....	124
Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m <sup>3</sup> (n) (ano gás 2017-2018).....	124
Quadro 4-5 - Valores de referência .....	127
Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência .....	128
Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por caminhão cisterna.....	130
Quadro 6-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	133
Quadro 6-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	134
Quadro 6-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte .....	135
Quadro 6-4 - Receitas, quantidades e preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte .....	136
Quadro 6-5 - Receitas, quantidades e preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	137
Quadro 6-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	138
Quadro 6-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	138
Quadro 6-8 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	139
Quadro 6-9 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	140
Quadro 6-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	142
Quadro 6-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão .....	142
Quadro 6-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão .....	143
Quadro 6-13 - 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 <sup>3</sup> .....	144
Quadro 6-14 - 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 <sup>3</sup> ....	144
Quadro 6-15 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	152

## 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.....	14
Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent entre 1987 e março de 2016.....	15
Figura 2-3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	16
Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil.....	18
Figura 2-5 - Proveitos do setor do gás natural.....	37
Figura 6-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	134
Figura 6-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	134
Figura 6-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	135
Figura 6-4 - Preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	136
Figura 6-5 - Preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	137
Figura 6-6 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte ....	138
Figura 6-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....	139
Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	140
Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	141
Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores .....	142
Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	143
Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão .....	143
Figura 6-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	144
Figura 6-14 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	145
Figura 6-15 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	145
Figura 6-16 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	146
Figura 6-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais .....	147
Figura 6-18 - Estrutura das receitas do setor do gás natural.....	147
Figura 6-19 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão .....	148
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Electroprodutores .....	148
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP .....	149

---

Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP.....	149
Figura 6-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP> .....	150
Figura 6-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP< .....	150
Figura 6-25 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais .....	151
Figura 6-26 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	152
Figura 6-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	153



---

## 0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2017-2018, e de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a 17 de abril de 2017, 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 2017”. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 15 de maio.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos. Até 15 de junho a ERSE elaborou a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2017-2018 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 2017-2018 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 2017-2018.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018 são:

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

## 0.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2017-2018, 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:

- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas Sociais de Acesso às Redes.
- 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.

A variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2017, relativamente a julho de 2016, corresponde a um decréscimo de 1,1%.

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

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Consumo ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	-1,1%

As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que vigoram entre 1 de julho de 2017 e 30 de junho de 2018, observam uma variação de -1,4% nos termos da Lei



n.º7- A/2016, de 30 de março e do Despacho que aprova o desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

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

Tarifa social de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Consumo $\leq 500 \text{ m}^3/\text{ano}$	-1,4%

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 2017 e 30 de junho de 2018, relativamente ao período homólogo de 2016-2017, consta do quadro seguinte.

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

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Clientes em AP ( $> 50$ milhões de $\text{m}^3$ ) *	-28,5%
Clientes em MP e BP ( $> 10\,000 \text{ m}^3$ )	-9,0%
Clientes em BP ( $< 10\,000 \text{ m}^3$ )	0,0%

(\*) Os limites de consumo indicados são indicativos

No Quadro 0-4 apresenta-se a variação das tarifas de acesso às infraestruturas de Alta Pressão (Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo). Apresenta-se também a variação das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Distribuição de gás natural e da tarifa de Uso Global do Sistema, que condicionam a variação das tarifas de acesso às redes apresentadas anteriormente.

**Quadro 0-4 - Variação anual das tarifas por atividade**

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
<b>Infra-estruturas de Alta Pressão</b>	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-2%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-4%
<b>Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema</b>	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-3%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-57%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-3%

Verifica-se que a variação da tarifa de Energia para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorar a partir de 1 de julho de 2017, relativamente a julho de 2016, corresponde a um decréscimo de 1,0%.

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

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	-1,0%

No Quadro 0-6 apresenta-se a variação da tarifa de comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, relativamente ao período homólogo de 2016-2017.

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

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	-6,9%

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.

---

**0.2 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 e/ou por transferência entre empresas.

O Quadro 0-7 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2017-2018, 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. Registe-se igualmente a transferência do FSSSE no montante de 5,9 milhões de euros que permitiu diminuir a parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema. Finalmente, para a diminuição dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso contribui também, positivamente a forte diminuição dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

**Quadro 0-7 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2017-2018 por atividade**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		Variação	
		Proveitos a recuperar Tarifas 2017-2018	Proveitos a recuperar Tarifas 2016-2017		
<b>Proveitos do operador de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL</b> [a]		<b>34 069</b>	<b>35 951</b>	<b>-1 882</b>	<b>-5,2%</b>
<b>Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b> [b]		<b>18 680</b>	<b>19 825</b>	<b>-1 144</b>	<b>-5,8%</b>
<b>Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural</b> [c]		<b>125 870</b>	<b>151 545</b>	<b>-25 675</b>	<b>-16,9%</b>
Proveitos da atividade de transporte de gás natural		100 327	94 119	6 208	6,6%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		32 784	41 689	-8 904	-21,4%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		-7 241	15 737	-22 978	-146,0%
<b>Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural</b>		<b>251 632</b>	<b>263 573</b>	<b>-11 941</b>	<b>-4,5%</b>
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		12 218	15 887	-3 669	-23,1%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		15 762	20 683		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]		2 134	3 978		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS		1 621	14 920	-13 300	-89,1%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-715	7 885		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS [e]		-2 335	-7 036		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-14 306	-14 390	85	-0,6%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-5 992	1 485		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [f]		8 313	15 875		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		28 797	24 120	4 676	19,4%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		28 331	29 696		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [g]		-465	5 575		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural [h]		223 302	223 036	266	0,1%
<b>Proveitos do comercializador de último recurso grossista</b> [i]		<b>17 887</b>	<b>21 878</b>	<b>-3 991</b>	<b>-18,2%</b>
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		17 887	21 878	-3 991	-18,2%
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso</b>					
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m <sup>3</sup>		<b>6 549</b>	<b>8 212</b>	<b>-1 663</b>	<b>-20,2%</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		3 497	4 007	-510	-12,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 878	3 967	-1 089	
Proveitos da função de Comercialização [j]		174	238	-64	-26,8%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m <sup>3</sup>		<b>42 124</b>	<b>58 589</b>	<b>-16 464</b>	<b>-28,1%</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		14 390	17 871	-3 481	-19,5%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		21 789	32 256	-10 467	
Proveitos da função de Comercialização [k]		5 946	8 462	-2 516	-29,7%
<b>Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]+[h]+[i]+[j]+[k]</b>		<b>418 282</b>	<b>442 541</b>	<b>-24 259</b>	<b>-5,5%</b>

O Quadro 0-8 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

**Quadro 0-8 - Proveitos permitidos para o ano gás 2017-2018 por atividade**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		Proveitos Permitidos 2017-2018
<b>Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL</b>	[a]	<b>43 202</b>
<b>Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b>	[b]	<b>25 880</b>
<b>Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural</b>	[c]	<b>99 003</b>
Proveitos da atividade de transporte de gás natural		95 867
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		8 987
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		-5 850
<b>Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural</b>	[d]	<b>222 936</b>
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		-724
Proveitos do operador de rede de distribuição, no âmbito da tarifa social		1 410
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		2 335
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-8 313
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		465
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		227 763
<b>Proveitos do comercializador de último recurso grossista</b>	[e]	<b>12 771</b>
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		12 771
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso</b>		
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - &gt; 10 000m<sup>3</sup></b>	[f]	<b>147</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		13 325
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 878
Proveitos da função de Comercialização		-16 056
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - &lt; 10 000m<sup>3</sup></b>	[g]	<b>58 306</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		8 286
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		21 789
Proveitos da função de Comercialização		28 231
<b>Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]</b>		<b>462 246</b>

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-7 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.

---

Uma explicação mais detalhada dos fluxos tarifários existentes entre as várias atividades do SNGN pode ser encontrada no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”, que acompanha esta proposta tarifária.

---

## 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 2017-2018”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe servem de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Esta proposta contemplou o estabelecimento das tarifas e preços para o gás natural, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006<sup>1</sup>, de 26 de julho e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho<sup>2</sup>.

As tarifas e preços, para o ano gás 2017-2018, são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2017-2018 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2015, os estimados para o ano 2016 e os previsionais dos anos de 2017 e de 2018 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, Lisboaagás, Lisboaagás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, EDP Gás Distribuição, Setgás, Setgás Comercialização, Sonorgás e Tagusgás.

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

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

- No capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2017-2018.

---

<sup>1</sup> Na redação atual do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

<sup>2</sup> Sucessivamente alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, pelo Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março e pelo Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro.

- 
- No capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2017-2018, de acordo com o Regulamento Tarifário.
  - No capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2017-2018, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.
  - No capítulo 5, o custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna.
  - Por último, no capítulo 6 é feita uma análise das variações tarifárias.



---

## 2 PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS NATURAL

Neste capítulo apresentam-se as atividades reguladas e os proveitos permitidos para cada atividade do setor do gás natural.

### 2.1 DETERMINANTES DA EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

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.

Algumas das principais determinantes da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas que não são diretamente dependentes das ações das empresas, e que também não dependem da ação do regulador são: i) Deflatores do PIB; ii) Custos de aquisição de gás natural; iii) Procura de gás natural.

A estas determinantes podemos acrescentar os parâmetros regulatórios, tais como as metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração ou às taxas de remuneração das atividades reguladas, que são definidas para o período de regulação e revistas para o próximo período, tendo em conta a evolução da atividade e, por exemplo, no caso das metas de eficiência, do desempenho das empresas verificada nesse período e perspetivada para o próximo período regulatório. Existem, também, outros fatores não diretamente dependentes da ação dos reguladores nem das empresas com impacto no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas, nomeadamente a existência de processos judiciais em curso e fatores de índole legislativa.

Todos estes determinantes são, de seguida, desenvolvidos.

#### DETERMINANTES ASSOCIADAS A FATORES NÃO CONTROLÁVEIS PELAS EMPRESAS E PELO REGULADOR

De seguida são, resumidamente, apresentados as principais determinantes da evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas externas às empresas que não dependem da ação do regulador:

- **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.

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 2017-2018 o deflator do PIB mantém-se como o indicador escolhido para atualizar os investimentos e os custos e proveitos operacionais, com exceção dos custos de aquisição de gás natural.

O Quadro 2-1 apresenta as previsões efetuadas pelo Fundo Monetário Internacional (FMI), pela Comissão Europeia (CE) e pelo Banco de Portugal (BP) para diversos indicadores de variação de preços.

**Quadro 2-1 - Principais indicadores**

Unidade: %

	2016	2017			2018		
	INE	BP	FMI	CE	BP	FMI	CE
Deflator do PIB	1,6	n.d.	1,4	1,4	n.d.	1,4	1,4
Deflator do Consumo Privado	1,1	-	-	1,6	-	0,0	1,6
IHPC	0,6	1,6	1,1	1,3	1,5	1,4	1,4
Deflator das exportações (bens e serviços)	-2,0	-	-	2,2	-	-	1,5
Deflator das importações (bens e serviços)	-3,1	-	-	2,6	-	-	1,4

Fontes: ERSE, Banco de Portugal - "Projeções económicas março 2017", março 2017; FMI - Portugal: *5th Fifth Post Program Monitoring Discussions, Staff Report, IMF Country Report No. 17/58*, fevereiro 2017; Comissão Europeia (CE) - *Winter 2017 Economic Forecast* - Previsões económicas fevereiro 2017; INE.

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2017 como para o ano de 2018, como se esquematiza no Quadro 2-2.

**Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas**

	2017	2018
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,40%	1,50%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,40%	1,50%
Duriensgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,40%	1,50%
EDP Gás Distribuição S.A.	1,16%	1,59%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,16%	1,59%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,40%	1,50%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,40%	1,50%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,40%	1,50%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,40%	1,50%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,40%	1,50%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,40%	1,50%
REN Armazenagem, S.A.	1,40%	1,50%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1,40%	1,50%
REN Gasodutos, S.A.	1,40%	1,50%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,40%	1,50%
Setgás Comercialização, S.A.	1,40%	1,50%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,30%	1,60%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,30%	1,30%
Transgás, S.A.	1,40%	1,50%

As taxas de inflação adotadas pela ERSE para o deflator do PIB previstas para 2017 (1,4%) e para 2018 (1,4%) são as que constam do documento “European Economic Forecast – Winter 2017” da Comissão Europeia, publicado em fevereiro de 2017.

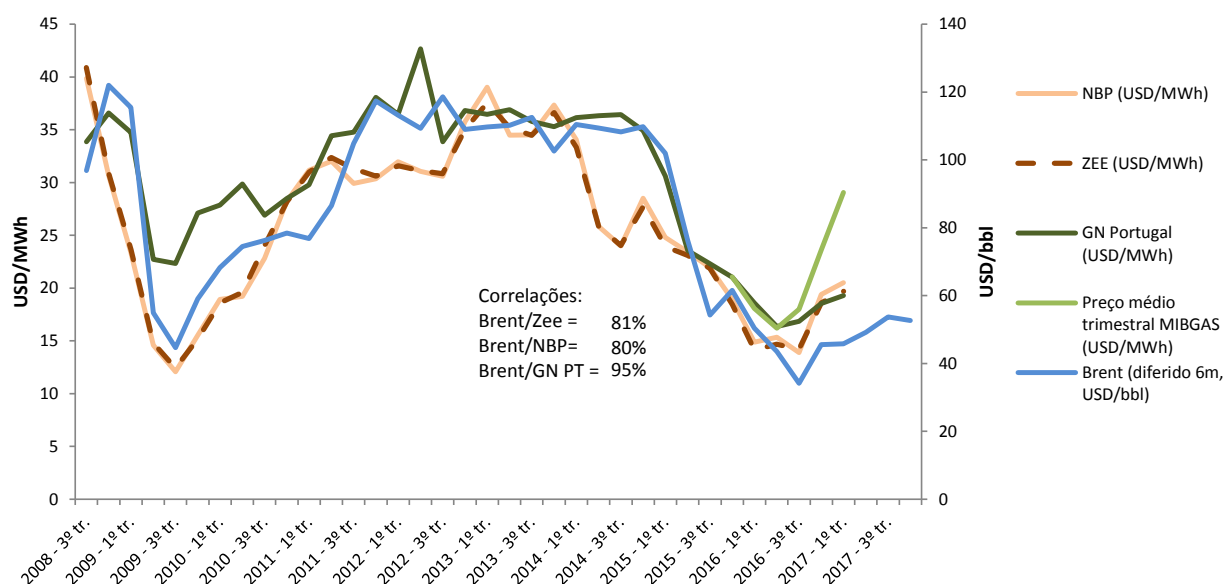
– **Custos de aquisição do gás natural**

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*, NBP e MIBGAS, 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 correlações<sup>3</sup>. Verifica-se que a correlação do custo do gás natural em Portugal para os CUR com o petróleo desfasado 6 meses é de 95%, 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.

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



Nota: Não é apresentada a correlação com o MIBGAS por ter um número reduzido de observações, sendo que a correlação obtida com estes dados não foi significativa.

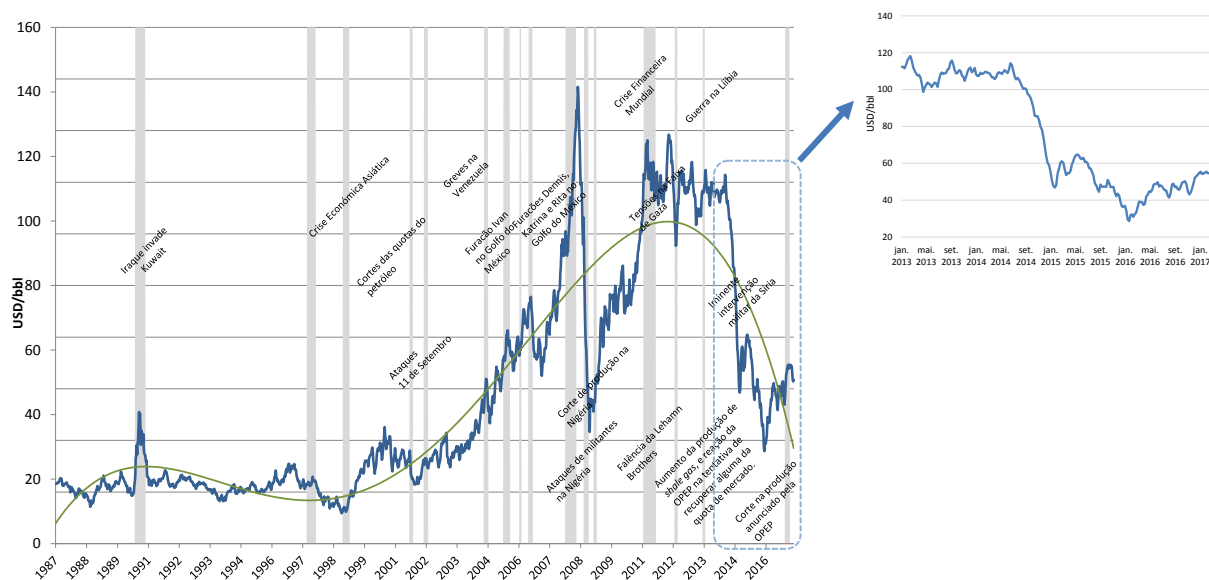
Fonte: ERSE, Reuters, MIBGAS

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 desde 1987. 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 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 estes valores mínimos do início de 2016, as cotações do Brent

<sup>3</sup> 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.

observaram uma tendência de subida, com algumas oscilações, tendo registado um valor médio de 54 USD/bbl no primeiro trimestre de 2017.

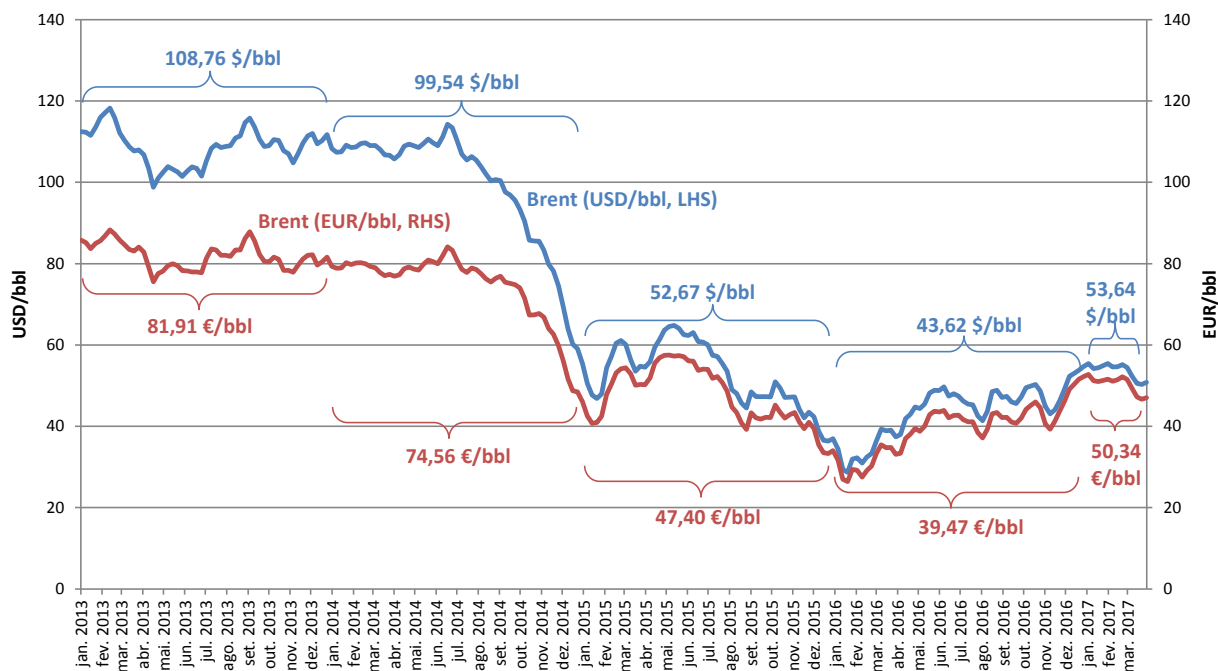
**Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent entre 1987 e março de 2016**



Fonte: ERSE, EIA

Visto que o preço do gás natural é pago em dólares americanos, importará analisar a evolução do preço do petróleo sem o efeito cambial. A Figura 2-3 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo em dólares e em euros ao longo dos últimos anos. Registou-se uma importante desvalorização do euro face ao dólar americano desde 2014. No final do primeiro trimestre de 2017 verificava-se uma desvalorização do EUR/USD de cerca de 22%, desde março de 2014, quando esta cotação era de 1,39 EUR/USD. Assim, a diferença entre o preço do Brent em USD e EUR manteve-se relativamente estável até meados de 2014, tendo os dois preços convergido a partir da segunda metade de 2014, com a queda acentuada da cotação do EUR/USD. Esta convergência tem-se mantido, com ligeiras variações, até ao final do primeiro trimestre de 2017.

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 2017-2018 foi de: i) 2,0701 cent€/kWh, para 2017 e de ii) 2,0701 cent€/kWh, para 2018, 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 seguinte.

**Quadro 2-3 - Custos das infraestruturas de gás natural**

Unidade: cent€/kWh

	2017/2018
Custo unitário terminal	0,0909
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05059
Custo unitário imob. RE	0,00507
Custo unitário rede transporte	0,02231
Custo unitário (Custos GGN)	0,00961
<b>Custo unitário total</b>	<b>0,17848</b>

Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

– **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.

O consumo de gás natural dos centros electroprodutores ligados à rede de transporte em alta pressão atingiu em 2013 e 2014 os valores mínimos registados desde 2008, situando-se em cerca de 3TWh, o que representou apenas 6% do consumo de gás natural no ano gás 2013-2014. Nos anos gás 2014-2015 e 2015-2016, o peso dos centros electroprodutores no consumo nacional voltou a crescer, situando-se em 12,6% e em 22,1%, respetivamente. Estas variações do consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado, após a queda observada entre 2011 e 2014 ilustram, factualmente, a sua volatilidade e o impacto que tem no consumo nacional de gás natural.

Ainda assim, nos últimos anos, a fração de consumo dos centros electroprodutores tem-se mantido consistentemente abaixo dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão, que atualmente apresentam uma quota de consumo de cerca de 30%.

No que respeita ao consumo agregado dos pequenos e médios consumidores, abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, nos últimos anos este atingiu uma quota que se tem situado em torno de 50% do consumo nacional.

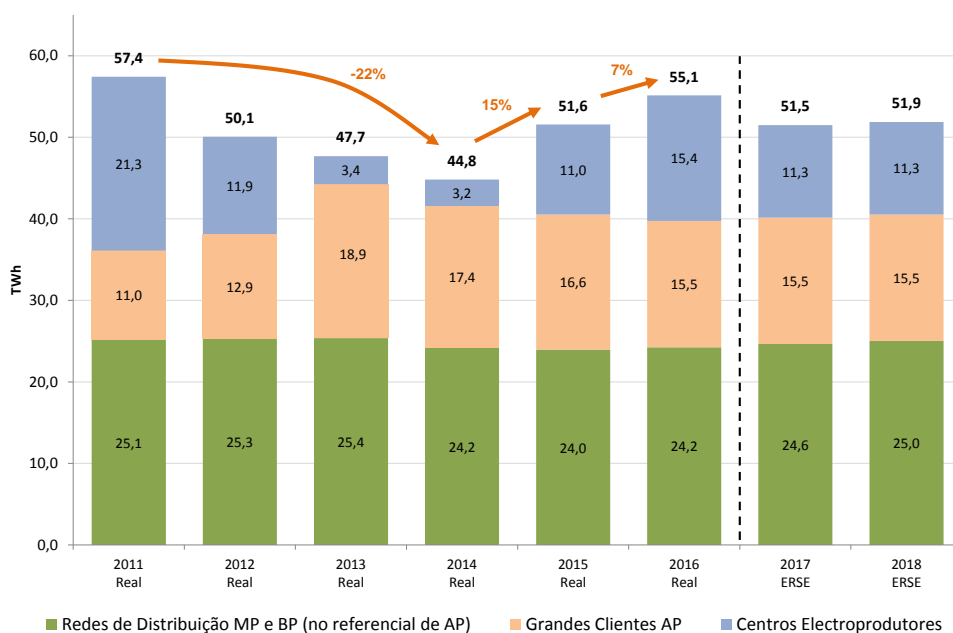
Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição é relativamente estável, designadamente em baixa pressão, enquanto o consumo abastecido em alta pressão está concentrado num número reduzido de

consumidores e é muito influenciado por fatores externos, não só de natureza económica, mas também climatéricos.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários ao cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas tiveram por base uma análise às 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.

A Figura 2-4 ilustra a evolução dos consumos de gás natural em Portugal por ano civil, incluindo os dados previsionais para 2017 e 2018 da ERSE, que serão adiante explicitados.

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



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 e em 2016 fatores, principalmente conjunturais, levaram a um grande aumento do consumo de gás natural por parte dos centros electroprodutores face ao verificado nos anos anteriores, aumento este que, por sua vez, sustentou a inversão da tendência de decréscimo do consumo de gás a nível nacional. Assim, em 2015 o consumo do gás natural a nível nacional registou um crescimento de cerca de 15%, justificado pelo crescimento do consumo dos ciclos combinados, que superou a redução observada nos restantes grandes clientes



---

abastecidos em AP. Estas tendências, de crescimento dos centros electroprodutores e de decréscimo dos grandes clientes em AP, mantiveram-se em 2016, com o consumo nacional de gás natural a registar um crescimento de 7% em relação a 2015.

Deste modo, as previsões de evolução do consumo de gás natural dos centros electroprodutores são críticas para as previsões de consumo do conjunto do SNGN, pela sua volatilidade e pelo seu peso no consumo nacional. Nas previsões do consumo de gás natural dos centros electroprodutores para os anos de 2017 e 2018, a ERSE assumiu a conjugação de vários fatores que o condicionam, designadamente: (i) a evolução das quantidades contratuais estipuladas no AGC da central da Turbogás; (ii) um *mix* de produção elétrica de um ano médio em termos de hidraulicidade e de eolicidade, adaptado à evolução da potência instalada e a um ligeiro crescimento do consumo de energia elétrica que se perspetiva para 2017 e para 2018; (iii) a manutenção da ordem de mérito entre as centrais de ciclo combinado a gás natural, com custos variáveis mais elevadas, e as centrais a carvão<sup>4</sup> e (iv) um saldo exportador de eletricidade nulo ou em que o país é tendencialmente importador líquido.

Relativamente aos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, a ERSE considera que o seu consumo de gás natural terá atingido um nível estável. Assim, a ERSE optou por assumir que os consumos em 2017 e 2018 deverão manter-se no nível previsto pela REN para o ano 2016, 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 são superiores ao valor obtido com os dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do terminal de GNL<sup>5</sup> para 2017 e 2018. Neste quadro, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2017-2018, exceto no caso da Sonorgás. Para esta empresa, as previsões de procura associada aos novos polos de consumo foram revistas em baixa pela ERSE.

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. Neste contexto, a ERSE assumiu as previsões de procura para os segmentos de consumidores acima de 10 000 m<sup>3</sup> indicados pelas empresas, que procuram refletir a realidade atual do mercado. Para o segmento de consumidores abaixo de 10 000 m<sup>3</sup>, a ERSE adotou uma previsão para o número de consumidores abaixo de 10 000 m<sup>3</sup> que assume uma redução gradual do número até atingir um mínimo no ano de 2020, correspondente a um valor estimado para o número

---

<sup>4</sup> Tendo em conta os preços atuais e perspetivados para o futuro dos respetivos combustíveis e para as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

de clientes vulneráveis. A evolução correspondente do consumo foi obtida por via do consumo médio deste segmento, diferenciado por semestres, de modo a considerar os efeitos de sazonalidade. Para o conjunto dos comercializadores de último recurso, esta previsão traduz um maior otimismo na transição para o mercado liberalizado dos consumidores abaixo de 10 000 m<sup>3</sup> comparativamente ao previsto pelas empresas.

O balanço de gás natural para o ano gás 2017-2018 que esteve na base da definição dos proveitos permitidos e tarifas dos vários operadores é apresentado no Quadro 2-4, evidenciando os fluxos de energia no Sistema Nacional de Gás Natural.

**Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2017-2018**

		Unidades: GWh
	<b>Entradas na RNTGN</b>	
1=1.1+1.2	<b>1 Importação gasoduto</b>	<b>34 940</b>
	1.1 Campo Maior	34 940
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	<b>2 Importação Terminal GNL</b>	<b>17 561</b>
	2.1 Injecções RNT	16 098
	2.2 Camião cisterna	1 463
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	2 098
4=1+2+3	<b>4 Total das Entradas no SNGN</b>	<b>54 599</b>
5=1+2.1+3	<b>5 Entradas na RNTGN</b>	<b>53 136</b>
	<b>Saídas da RNTGN</b>	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	2 098
	8 Centros electroprodutores	11 349
	9 Clientes industriais em AP	15 495
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 141
11=6+7+8+9+10	<b>11 Total das saídas da RNTGN</b>	<b>53 083</b>
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	53
14=8+9+10	<b>14 Total de consumos da RNTGN</b>	<b>50 985</b>
	<b>Entradas na RNDGN</b>	
15=10	15 Redes interligadas	24 141
16	16 Redes abastecidas por UAG	713
17=15+16	<b>17 Total de entradas na RNDGN</b>	<b>24 855</b>
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
	18 Clientes em MP	16 870
	19 Clientes em BP	7 940
	19.1 Clientes em BP>	3 821
	19.2 Clientes em BP<	4 119
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	44
21=18+19+20	<b>21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)</b>	<b>24 855</b>

Nos documentos “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2017-2018” e “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2017-2018 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.

**ASPETOS DECORRENTES DO QUADRO REGULATÓRIO DEFINIDO PELA ERSE COM IMPACTO NA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS**

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2017-2018 para as empresas com atividades reguladas foi também influenciado por fatores diretamente decorrentes do quadro regulatório, que são apresentados de seguida.

– **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 2-5 - Taxas e *spreads* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018**

		2015	2016
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0,168%	
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0,750%	
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1		-0,035%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

A definição do valor do *spread* para s-1 (2016) teve em conta as condições de financiamento das empresas. Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

– **Parâmetros definidos para o período de regulação: metas de eficiência e taxas de remuneração**

Para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores<sup>6</sup> 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 2-6 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

**Quadro 2-6 - 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%

O Quadro 2-7 apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

**Quadro 2-7 - Custo de capital para 2015-2018**

	Taxa definitiva 2015	Taxa 1º semestre 2016	Taxa 2º semestre 2016	Taxa prevista 2017-2018
Alta Pressão	7,35%	7,49%	6,05%	6,35%
Média e Baixa Pressão	7,85%	7,99%	6,35%	6,65%

<sup>6</sup> Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

As taxas de remuneração previstas para 2017 e 2018 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 6,65% na média e baixa pressão e a 6,35% na alta pressão. Estas taxas adequam-se à realidade económico-financeira atual. Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

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.

– ***Mecanismos com vista ao controlo dos impactes tarifários decorrentes da evolução da procura***

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. Para controlar os efeitos desta volatilidade na evolução tarifária e na sustentabilidade económica das infraestruturas em causa, têm sido desenvolvidos mecanismos regulatórios, designadamente os mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários e o mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos das atividades de Transporte e de Distribuição de gás natural. Estes mecanismos são apresentados e desenvolvidos no documento “ Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

*A) Mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários*

A volatilidade da procura 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.

No caso das atividades do Terminal de GNL, esta situação agrava a Tarifa de Uso do Terminal de GNL. 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, cujo acesso não seja penalizado pela volatilidade tarifária.

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 2-8 apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2017-2018.

**Quadro 2-8 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2017-2018**

Unidade: 10<sup>3</sup> 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	9 133
<b>Total</b>	<b>9 133</b>

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. 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 no 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 ano gás 2017-2018 é o segundo ano gás de aplicação do mecanismo.

O Quadro 2-9 apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2017-2018.

**Quadro 2-9 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2017-2018**

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

Transferências para a UGS I	Valor
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo	7 200
<b>Total</b>	<b>7 200</b>

No documento “Proveitos Permitidos do ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural” é desenvolvido o racional subjacente à definição destes dois mecanismos.

*B) Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos das atividades de Transporte e de Distribuição associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s*

As implicações da volatilidade da procura referidas no ponto anterior nas atividades de alta pressão abrangem, naturalmente, não apenas as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Armazenamento Subterrâneo, como também a atividade de transporte de gás natural. Numa menor medida, esta volatilidade tem igualmente impacte na atividade de distribuição de gás natural.

Por este motivo, na última revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, as metodologias de regulação da atividade de Transporte de gás natural e da atividade de Distribuição de gás natural passaram a incluir um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural, que produz efeitos sempre que estes desvios excedam um determinado limite. O objetivo deste mecanismo é atenuar os efeitos da volatilidade da procura de gás natural nos proveitos destas duas atividades, sendo contudo de destacar o caso dos consumos em AP, cuja evolução é particularmente dependente do consumo dos centros electroprodutores de ciclo combinado a gás natural que é substancialmente dependente de fatores não controláveis.

A aplicação deste mecanismo para o exercício tarifário do ano gás de 2017-2018 originou os seguintes efeitos:

- Na atividade de Transporte, o desvio associado à procura na rede de transporte situou-se em 37,3%, portanto acima do limite de 20%, originando a ativação do mecanismo. Em resultado da aplicação do número 9 do artigo 78.º do RT foi obtido um desvio de -14 710 milhares de euros a incorporar nos proveitos do ano gás 2017-2018, notando-se que o sinal negativo corresponde a um montante a entregar à empresa. Nos três anos gás seguintes este montante, com juros, será devolvido em partes iguais pela empresa;

- Na atividade de Distribuição o desvio associado à procura na rede de distribuição transporte situou-se em -3,3%, portanto abaixo do limite de 10%, pelo que não há qualquer implicação nos proveitos desta atividade por via deste mecanismo.
- **Mecanismos com vista a mitigar os efeitos disruptivos decorrentes do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais**

*A) Equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso*

A extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, provocou uma rápida diminuição do volume de vendas dos comercializadores de último recurso, dificilmente acompanhável por uma revisão da estrutura de custos dos comercializadores de último recurso, pelo que se tornou necessário acautelar os interesses dos consumidores clientes e das empresas reguladas.

Os desvios nas tarifas transitórias seriam desproporcionados se fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores e os custos operacionais previstos num universo de clientes em constante diminuição.

Esta situação e a garantia do equilíbrio económico - financeiro das empresas 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 2-10 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 2-10 - Transferências para a parcela I da UGS**

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

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	6 055
<b>Total</b>	<b>6 055</b>

*B) 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.

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 m<sup>3</sup> e em três anos para os consumidores com consumo abaixo de 10 000 m<sup>3</sup>.

Sublinhe-se que os desvios de energia não extraordinários da atividade 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 do 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 por cada CUR.

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 UGS II 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 impacte tarifário relevante nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015. O Regulamento Tarifário em vigor prevê a publicação de regulamentação complementar que aprove o mecanismo de recuperação destes montantes. A Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, estabelece o mecanismo de recuperação dos ajustamentos extraordinários de custos de aquisição de gás natural, resultantes dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, condicionando a sua recuperação ao cumprimento da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual.

Até à data, a ERSE continua a não ter qualquer informação sobre a liquidação e pagamento 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 nº 1 do artigo 6º da Lei nº 159-C/2015, de 30 de dezembro e pela Lei 42/2016, de 28 de dezembro.

A Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, da ERSE, estabeleceu 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*, em cumprimento do previsto na Lei n.º 33/2015. Assim, no cumprimento do estabelecido legalmente, a ERSE no âmbito dos processos de cálculo das tarifas dos anos gás 2015-2016 e 2016-2017 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.

No Quadro 2-11 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018.

**Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018**

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

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CURr	-1 667
<b>Total</b>	<b>-1 667</b>

Nos Quadro 2-12 e Quadro 2-13 podemos visualizar os valores transferidos para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> e abaixo ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II<sub>≤</sub> nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018**

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

Transferências para a UGS II <sub>≤</sub>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-170
<b>Total</b>	<b>-170</b>

**Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II<sub>></sub> nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018**

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

Transferências para a UGS II <sub>&gt;</sub>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-1 496
<b>Total</b>	<b>-1 496</b>

Por outro lado, o artigo 228.º da Lei n.º 83.º-C/2013, de 31 de dezembro, com as alterações da Lei n.º 82-B/2014, de 31 de dezembro, Lei n.º 33/2015, de 27 de abril e Lei n.º 42/2016, de 28 dezembro, prevê no artigo 11.º, n.º 4, que a parcela da receita da CESE que incide sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*, bem como

sobre o excedente apurado para o valor económico destes contratos, é totalmente afeta à minimização dos encargos do SNGN, devendo ser abatido na tarifa de Uso global do Sistema, excluindo as tarifas que se aplicam aos centros electroprodutores (correspondente à parcela II da tarifa de UGS).

A Portaria n.º 133-A/2017, de 10 de abril, nos termos do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, altera a Portaria n.º 1059/2014, de 18 de dezembro, por forma a proceder à definição dos mecanismos de abatimento dos montantes cobrados da parcela da CESE, que incide sobre os contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicável aos clientes finais e aos comercializadores. O Despacho n.º 5238-A/2017, de 13 de abril, publicado em Diário da República a 12 de junho de 2017, determinou que, às tarifas do ano gás 2017-2018, reverta o montante de 5,9 milhões de euros referente a parte da receita da CESE que incide sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*, bem como sobre o excedente apurado para o valor económico destes contratos.

Este valor foi contemplado pela ERSE e foram repercutidos na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

– **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 m<sup>3</sup>.

O diferencial de receitas do operador de rede de distribuição resultante da faturação do acesso às redes em alta pressão a clientes ligados em média pressão é recuperado através da tarifa de Uso da Rede de Transporte e posteriormente transferido para o ORD respetivo, estando previsto no n.º 4 do Artigo 78.º do Regulamento Tarifário.

**Quadro 2-14 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018**

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
Transferências do ORT para o ORD	Valor
Transferências de fornecimento de MP para AP	4 460
<b>Total</b>	<b>4 460</b>

– **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.

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.

#### **OUTROS FATORES NÃO DIRETAMENTE DEPENDENTES DA AÇÃO DO REGULADOR OU DAS EMPRESAS**

##### **– Tarifa social**

A liberalização do mercado de gás natural, a par da volatilidade dos custos da energia tornaram 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, estabelecem a tarifa social de fornecimento de gás natural a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis.

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2017-2018, 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 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

**Quadro 2-15 - Transferências para a UGS I no âmbito da tarifa social nos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018**

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

Transferências para a UGS I	Valor
Tarifa Social	1 410
<b>Total</b>	<b>1 410</b>

– **Processos Judiciais interpostos contra decisões do regulador**

A ERSE foi citada, por carta registada de 9 de novembro de 2010, de uma ação administrativa especial (processo 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 solicitam, nomeadamente, 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. Mais peticionando a indemnização dos danos a liquidar em execução de sentença correspondente às despesas que as Autoras vierem a suportar

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 pedem a modificação objetiva da instância, solicitando 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 de 10 de fevereiro de 2012, foi a ERSE citada no âmbito de uma nova ação administrativa especial proposta no mesmo Tribunal pelas mesmas Autoras (processo n.º 2879/11.1BELSB), impugnando a decisão de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados 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, no essencial, os mesmos fundamentos da anterior ação.

As mesmas Autoras voltaram a impugnar, com idênticos fundamentos, as decisões de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2012 a junho de 2013 e no ano gás de julho de 2013 a junho de 2014 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, das quais a ERSE foi citada, por cartas registadas de 6 de novembro de 2012 e de 12 de dezembro de 2013, no âmbito de novas ações administrativas especiais a correrem no mesmo Tribunal (processo n.º 2681/12.3BELSB e processo n.º 2780/13.4BELSB, respetivamente).

Por se encontrarem em estados do processo idênticos, foi judicialmente determinada a apensação ao processo n.º 2393/10.2BELSB das posteriores ações (processos n.º 2879/11.1BELSB; n.º 2681/12.3BELSB e n.º 2780/13.4BELSB). Relativamente a estes processos encontra-se em curso a realização de audiência prévia.

No final dos anos de 2014, 2015 e 2016, a ERSE foi citada de novas ações administrativas especiais a correrem no mesmo Tribunal (processos n.º 2536/14.7BELSB, n.º 2395/15.2BELSB e n.º 2166/16.9BELSB, respetivamente) em que as mesmas Autoras replicam os fundamentos das anteriores ações para peticionar a anulação das decisões de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no ano gás de julho de 2014 a junho de 2015, no ano gás de julho de 2015 a junho de 2016 e no ano gás de julho de 2016 a junho de 2017, respetivamente, referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão.

A ERSE deduziu tempestivamente contestação no âmbito de cada uma das referidas ações, nas quais especificou exceções e expôs as razões de facto e de direito que se opõem às pretensões 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 2016-2017 com um impacto global entre 136 milhões de euros e 167 milhões de euros, dependendo do cenário adotado.

**Quadro 2-16 - 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**

Cenário	Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2016-2017		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 -13,3%*
		milhares de €	em %		
A	10,5%	136 175	68,0%	34,3%	16,4%

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

Cenário	Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2016-2017		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 -13,3%*
		milhares de €	em %		
B	18,3%	167 324	83,5%	42,1%	23,2%

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 10,5%. No segundo cenário, é

---

utilizado um deflator de 2% ao ano para os anos de 2008 ao 1.º semestre de 2016 inclusive, conduzindo a um fator de reavaliação de 18,3%.

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.

## **2.2 ATIVIDADES REGULADAS**

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Quadro 2-17 - 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	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	OPEX: Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX: Base de ativos a custos históricos (a) Custo com capital alisado a 10 anos (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 <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)
REN Armazenagem, SA Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	OPEX: custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX: Base de ativos a custos históricos (a) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos reais	Custos de exploração e de investimento	Fator de eficiência de 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 <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
REN Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás natural	OPEX: Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX: Base de ativos a custos históricos (a) Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos reais	Custos de exploração e de investimento; Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP; Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano <i>s</i> , líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos <i>s-2</i> a <i>s</i>	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 <i>yields</i> 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; l) Mecanismo de sustentabilidade do SNGN	Fator de eficiência de 2% para a variação dos custos controláveis de exploração Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso Global do Sistema



TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do 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
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 <i>yields</i> 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) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. d) Tarifa social.		Tarifa de Uso Global do Sistema
	URT	a) Proveitos permitidos por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte: <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 2017-2018

Proveitos permitidos do 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
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

(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 SU, Setgás Comercialização e Tagusgás.

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

OPEX = Custos líquidos de exploração

CAPEX = RAB + Amortizações

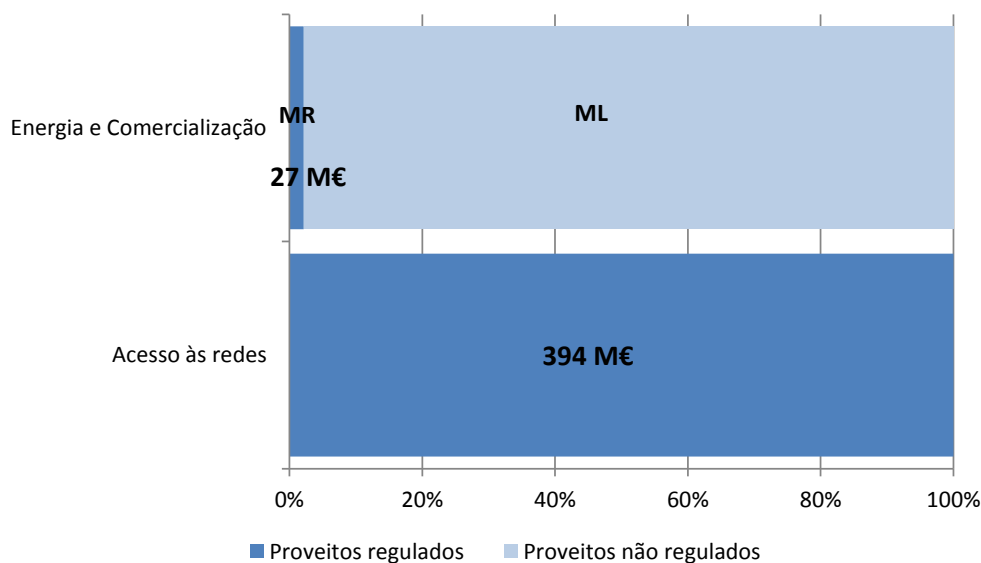
### 2.3 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2017-2018, 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 1 654<sup>7</sup> milhões de euros.

**Figura 2-5 - Proveitos 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 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”, da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2016-2017”, bem como o documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, de junho de 2016.

<sup>7</sup> Valor estimado tendo por base os custos regulados do ano gás 2017-2018.

No documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 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. Apresentam-se, igualmente, os valores dos ajustamentos aos proveitos permitidos, com os cálculos dos desvios ocorridos entre os valores previstos para tarifas, os valores faturados pelas empresas 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 2017-2018”, 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”, de junho de 2016, 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.

### 2.3.1 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Apresenta-se no Quadro 2-18 a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2017-2018 e os do ano gás 2016-2017. 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 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

**Quadro 2-18 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

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

		Proveitos permitidos 2016-2017	Proveitos permitidos 2017-2018	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
a	Custos com capital afetos à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	33 118	31 870	-1 248	-3,8%
b=1+2*3+4*5	Custos de exploração afetos à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	6 977	7 015	38	0,5%
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 633	4 612	-21	-0,4%
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,080602	0,080244	-0,000358	-0,4%
3	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	14 220	16 088	1 868	13,1%
4	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,043976	0,040692	-0,003284	-7,5%
5	Consumo de energia ativa (MWh)	27 249	27 313	64	0,2%
c	Proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0	0	0	-
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas às Interligações	0	0	0	-
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread	0%	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%	0%	-
h	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	-7 694	-5 124	2 571	-
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-834	806	1 640	-
$j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i$	Proveitos permitidos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	48 623	43 202	-5 421	-11,1%
k	Desvios positivos ou negativos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	12 672	9 133	-3 539	-27,9%
l=j-k	Proveitos a recuperar da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	35 951	34 069	-1 882	-5,2%

### 2.3.2 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 trespassamento 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 2-19 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos da REN Armazenagem para o ano gás de 2017-2018 e para do ano gás 2016-2017.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Quadro 2-19 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem

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

		Proveitos permitidos 2016-2017	Proveitos permitidos 2017-2018	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	5 928	6 535	607	10,2%
b	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	197 951	192 492	-5 459	-2,8%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,90%	6,35%	0,45%	7,6%
d=1+2*3+4*5+6	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	2 989	3 531	542	18,1%
1	Componente fixa (103€)	2 486	2 451	-36	-1,4%
2	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,243176	0,239664	-0,003512	-1,4%
3	Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,000000		0,000000	-
4	Energia extraída/injetada (GWh)	1 745	4 192	2 447	140,2%
5	Capacidade de armazenamento (GWh)	0	0	0	-
6	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo	78	75	-2	-3,1%
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	171	174	3	1,5%
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	-7 083	-3 233	3 850	-
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-830	-540	290	-
<b>a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b>	<b>28 337</b>	<b>25 880</b>	<b>-2 457</b>	<b>-8,7%</b>
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 I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	8 513	7 200	-1 313	-15,4%
<b>p=n-o</b>	<b>Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</b>	<b>19 825</b>	<b>18 680</b>	<b>-1 144</b>	<b>-5,8%</b>

### 2.3.3 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2017-2018 da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema e os do ano gás 2016-2017. A diminuição dos proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do SNGN associados à parcela I da tarifa de UGS decorre principalmente da diminuição dos proveitos a recuperar devido ao mecanismo de atenuação dos ajustamentos das atividades do Terminal de GNL e de Armazenamento Subterrâneo. Ao nível da parcela II da tarifa de UGS a redução decorre da diminuição dos valores relativos aos ajustamentos da atividade

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores e às mediadas de sustentabilidade do SNGN.

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

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR			
		Proveitos permitidos 2016-2017	Proveitos permitidos 2017-2018	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G+H+J+K	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	20 504	16 451	-4 053	-19,8%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	12 440	12 796	357	2,9%
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participado	2 867	3 235	368	12,8%
2	Valor média 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	26 780	26 503	-277	-1,0%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,90%	6,35%	0,45%	7,6%
4	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	1 072	893	-179	-16,7%
5	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	3 701	3 651	-50	-1,4%
6	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	3 358	3 553	195	5,8%
7	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	139	217	79	56,9%
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0	0	0	-
D	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	0	0	0	-
E	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	0	0	0	-
F	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	5 786	6 055	269	4,7%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	818	1 410	592	72,4%
H	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	1 055	3 376	2 321	-
I	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	-3 176	-226	2 949	-
J	Compensação por desvios de faturação	-660	-660	0	0,0%
K=A	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I antes da aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários	20 504	16 451	-4 053	-20%
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	12 672	9 133	-3 539	-28%
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	8 513	7 200	-1 313	-15%
N=K+L+M	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	41 689	32 784	-8 904	-21%
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.	15 483	-1 667	-17 150	-
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	Mediadas de Sustentabilidade do SNGN, a repercutir na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, previstos no ano gás t	0	5 850	5 850	-
11	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	254	275	22	9%
O=8+9-10+11	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	15 737	-7 241	-22 978	-146%
12	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	-
P=12	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	-
Q=N+O+P	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	57 426	25 543	-31 883	-56%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

2.3.4 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2017-2018 da atividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2016-2017. Face ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT aumentam devido à aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s-1. Este mecanismo visa mitigar as variações tarifárias face a variações elevadas da procura.

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

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

	Proveitos permitidos 2016-2017	Proveitos permitidos 2017-2018	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	26 668	27 859	1 190	4,5%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações	652 587	629 731	-22 856	-3,5%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	5,90%	6,35%	0,45%	7,6%
4=a+b*c+d+e	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	17 574	18 638	1 064	6,1%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	8 232	8 113	-119	-1,4%
b	Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (103€/GWh/dia)	22,554960	22,229324	-0,325636	-1,4%
c	Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)	244	273	29	11,8%
d	Custo de transporte por rodovia de GNL	3 022	3 458	436	14,4%
e	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	808	995	187	23,2%
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	808	995	187	23,1%
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	7 749	6 043	-1 705	-
13	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-18 288	-1 735	16 553	-
<b>A=1+2*3+4-5+6-7*(8+9)*(10+11)-12-13</b>	<b>Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural</b>	<b>92 476</b>	<b>81 156</b>	<b>-11 320</b>	<b>-12,2%</b>
B	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP previstos para o ano gás t	1 643	4 460	2 817	171,4%
<b>C=A+B</b>	<b>Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural antes do diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s</b>	<b>94 119</b>	<b>85 617</b>	<b>-8 503</b>	<b>-9,0%</b>
D	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	0	-14 710	-14 710	-
<b>E=C-D</b>	<b>Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural</b>	<b>94 119</b>	<b>100 327</b>	<b>6 207</b>	<b>6,6%</b>



### 2.3.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-22 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás 2017-2018 da atividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2016-2017. Constata-se que os proveitos a recuperar mantiveram-se estáveis, sendo que o aumento do custo com capital em cerca de 4%, foi compensado pelos ajustamentos de anos anteriores e pelo diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do 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 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

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

		Beiragás					Dianaçás					Duriensegás				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18	2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18	2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18
<b>A=1+(2*3)</b>	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 565	5 839	5 839	5 840	5%	1 297	1 405	1 385	1 426	8%	3 793	3 853	3 870	3 836	2%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	1 916	1 972	1 952	1 993		616	676	648	704		1 867	1 878	1 859	1 897	
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	58 860	58 185	58 485	57 885		10 997	10 979	11 086	10 873		31 058	29 717	30 267	29 167	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	6,20%	6,65%	6,65%	6,65%		6%	7%	7%	7%		0	0	0	0	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 612	3 624	3 636	3 612	0%	1 361	1 380	1 377	1 384	1%	1 838	1 850	1 856	1 843	1%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
<b>D=A+B+C</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>9 177</b>	<b>9 463</b>			<b>3%</b>	<b>2 659</b>	<b>2 786</b>			<b>5%</b>	<b>5 631</b>	<b>5 703</b>	<b>5 727</b>	<b>5 678</b>	<b>1%</b>
E	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				0	0				0	0			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	336	242				-351	-230				494	492			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-836	-197				-303	-6				-353	-132			
<b>H=E-F-G</b>	<b>Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2</b>	<b>9 676</b>	<b>9 418</b>			<b>-3%</b>	<b>3 313</b>	<b>3 022</b>			<b>-9%</b>	<b>5 490</b>	<b>5 343</b>			<b>-3%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

		EDP Gás Distribuição					Lisboagás					Lusitaniagás				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18	2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18	2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18
<b>A=1+(2'3)</b>	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	41 601	42 043	41 484	42 602	1%	46 677	47 282	47 574	46 991	1%	23 654	25 148	25 149	25 148	6%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	13 570	11 326	11 076	11 577		15 506	14 503	14 409	14 598		6 794	7 262	7 170	7 354	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	452 115	462 171	457 530	466 813		502 756	493 198	499 011	487 385		271 922	269 123	270 518	267 729	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	6%	7%	7%	7%		6%	7%	7%	7%		6%	7%	7%	7%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	12 281	12 466	12 360	12 571	1%	27 044	26 755	26 914	26 595	-1%	9 024	9 033	9 064	9 001	0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	0														
<b>D=A+B+C</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>53 882</b>	<b>54 509</b>	<b>53 844</b>	<b>55 174</b>	<b>1%</b>	<b>73 721</b>	<b>74 037</b>			<b>0%</b>	<b>32 677</b>	<b>34 181</b>	<b>34 214</b>	<b>34 149</b>	<b>5%</b>
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	158	335				0	0				1 187	3 486			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	-2 321	6 050				-181	-157				-3 473	-13 014			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	5 665	2 465				-1 703	3 668				1 172	442			
<b>H=E-F-G</b>	<b>Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2</b>	<b>50 380</b>	<b>45 658</b>			<b>-9%</b>	<b>75 605</b>	<b>70 526</b>			<b>-7%</b>	<b>33 791</b>	<b>43 268</b>			<b>28%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

		Mediçãs					Paxgás					Setgás				
		Tarifas	Tarifas	2017	2018	Variação %	Tarifas	Tarifas	2017	2018	Variação %	Tarifas	Tarifas	2017	2018	Variação %
		2016-2017	2017-2018			16-17/17-18	2016-2017	2017-2018			16-17/17-18	2016-2017	2017-2018			16-17/17-18
<b>A=1+(2*3)</b>	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 959	1 983	1 995	1 971	1%	642	627	628	625	-2%	12 843	13 932	13 937	13 928	8%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	938	909	908	910		301	271	268	273		3 458	3 935	3 889	3 981	
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	16 464	16 162	16 353	15 971		5 498	5 356	5 419	5 293		151 379	150 422	151 180	149 664	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	6%	7%	7%	7%		6%	7%	7%	7%		6%	7%	7%	7%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	1 064	1 107	1 103	1 111	4%	449	456	456	456	2%	6 039	6 056	6 054	6 059	0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA						0				0					
<b>D=A+B+C</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>3 022</b>	<b>3 090</b>	<b>3 098</b>	<b>3 082</b>	<b>2%</b>	<b>1 091</b>	<b>1 083</b>	<b>1 084</b>	<b>1 081</b>	<b>-1%</b>	<b>18 883</b>	<b>19 989</b>	<b>19 991</b>	<b>19 987</b>	<b>6%</b>
E	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				0	0				297	639			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	-223	-264				19	96				-155	-2 043			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-202	94				-28	-7				-817	276			
<b>H=E-F-G</b>	<b>Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2</b>	<b>3 447</b>	<b>3 260</b>			<b>-5%</b>	<b>1 100</b>	<b>993</b>			<b>-10%</b>	<b>19 558</b>	<b>21 116</b>			<b>8%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18	2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18	2016-2017	2017-2018	2017	2018	16-17/17-18
<b>A=1+(2*3)</b>	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 466	6 493	5 674	7 312	19%	7 355	8 089	8 057	8 122	10%	150 851	156 696	155 592	157 801	4%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	2 770	3 124	2 729	3 518		2 217	2 628	2 611	2 645		49 953	48 484	47 519	49 449	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	43 471	50 697	44 303	57 091		82 872	82 168	81 929	82 407		1 627 394	1 628 179	1 626 081	1 630 278	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	6%	6,65%	7%	6,65%		6%	7%	7%	7%		6%	7%	7%	7%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 722	3 812	3 637	3 988	2%	3 494	3 495	3 512	3 478	0%	69 928	70 034	69 969	70 098	0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	0					0					0	0			
<b>D=A+B+C</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>9 188</b>	<b>10 305</b>	<b>9 310</b>	<b>11 300</b>	<b>12%</b>	<b>10 849</b>	<b>11 584</b>	<b>11 569</b>	<b>11 600</b>	<b>7%</b>	<b>220 779</b>	<b>226 730</b>			<b>3%</b>
E	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				0	0				1 643	4 460			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	-109	447				-235	138				-6 199	-8 242			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-20	377				-276	229				2 299	7 209			
<b>H=E-F-G</b>	<b>Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2</b>	<b>9 316</b>	<b>9 481</b>			<b>2%</b>	<b>11 360</b>	<b>11 217</b>			<b>-1%</b>	<b>223 036</b>	<b>223 302</b>			<b>0%</b>

### 2.3.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos do ano gás 2017-2018 foi de: i) 2,0701 cent€/kWh, para 2017 e de ii) 2,0701 cent€/kWh, para 2018, ambos considerados à saída.

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infraestruturas de gás natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade do comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário. Os valores considerados para a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 2-23.

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

Unidade: cent€/kWh

	2017/2018
Custo unitário terminal	0,0909
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,05059
Custo unitário imob. RE	0,00507
Custo unitário rede transporte	0,02231
Custo unitário (Custos GGN)	0,00961
<b>Custo unitário total</b>	<b>0,17848</b>

### 2.3.7 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-24 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2017-2018 do Comercializador de último recurso para a função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso.

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

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

		Proveitos Permitidos 2016-2017 (1)	Proveitos Permitidos 2017	Proveitos Permitidos 2018	Proveitos Permitidos 2017/2018 (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	21 878	21 309	14 465	17 887	-18%
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	254	274	277	275	9%
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	455			4 229	
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	-952			689	
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	-1 148			473	
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	23 777	21 583	14 742	12 771	-46%
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	254	274	277	275	
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	1 645			-5 391	
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+I-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	21 878	21 309	14 465	17 887	

### 2.3.8 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-25 e o Quadro 2-26 apresentam os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural e os da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, respetivamente, para o ano gás 2016-2017 e 2017-2018 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

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

		Proveitos permitidos 2016-2017 (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	1 206	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 <i>t</i> , 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	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás <i>t</i></b> <b>E=A-B-C-D</b>	<b>1 833</b>	<b>70</b>	<b>715</b>	<b>12 516</b>	<b>11 942</b>	<b>4 622</b>	<b>316</b>	<b>154</b>	<b>2 898</b>	<b>127</b>	<b>522</b>	<b>35 716</b>

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

		Proveitos permitidos 2017-2018 (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	900	126	546	3 106	7 958	2 898	206	67	1 529	98	453	17 887
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	-778	-6	-267	-1 230	-1 978	-590	-48	-23	-527	-53	-227	-5 729
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	238	21	-135	921	597	-482	51	-5	-1 792	307	135	-143
D	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	1 374	-122	567	1 191	809	-2 203	51	14	-32	107	390	2 147
E	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás <i>t</i></b> <b>E=A-B-C-D</b>	<b>66</b>	<b>232</b>	<b>380</b>	<b>2 224</b>	<b>8 529</b>	<b>6 173</b>	<b>153</b>	<b>81</b>	<b>3 880</b>	<b>-263</b>	<b>155</b>	<b>21 612</b>



TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

		Variação valor (3) = (2)-(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	-306	-21	-76	-744	-1 258	-862	-57	-32	-449	-25	-159	-3 991
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	-309	18	-115	-425	-512	305	-13	-16	65	131	-26	-898
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	680	-62	127	10 516	2 929	1 002	192	45	-995	255	76	14 764
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	1 091	-140	247	-542	-263	-3 720	-74	13	-501	-22	158	-3 753
E	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t</b> <b>E=A-B-C-D</b>	<b>-1 767</b>	<b>162</b>	<b>-335</b>	<b>-10 293</b>	<b>-3 413</b>	<b>1 551</b>	<b>-163</b>	<b>-73</b>	<b>982</b>	<b>-390</b>	<b>-367</b>	<b>-14 104</b>

		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	-25%	-14%	-12%	-19%	-14%	-23%	-22%	-32%	-23%	-20%	-26%	-18%
	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												
	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t</b>	<b>-96%</b>	<b>232%</b>	<b>-47%</b>	<b>-82%</b>	<b>-29%</b>	<b>34%</b>	<b>-51%</b>	<b>-47%</b>	<b>34%</b>	<b>-306%</b>	<b>-70%</b>	<b>-39%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

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

Proveitos permitidos 2016-2017 (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 gás t	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 gás t	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 gás t	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 gás t	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	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b> <b>G= A+B+C+D-E-F</b>	<b>511</b>	<b>157</b>	<b>312</b>	<b>3 569</b>	<b>5 074</b>	<b>1 940</b>	<b>142</b>	<b>11</b>	<b>2 208</b>	<b>156</b>	<b>406</b>	<b>14 485</b>

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

Proveitos permitidos 2017-2018 (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 gás t	428	93	276	1 613	3 594	1 474	151	37	1 188	114	291	9 258
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0	192	0	0	0	0	0	0	0	192
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 gás t	0	12	35	379	934	38	5	0	252	1	0	1 656
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	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	19	0	5	267	-300	17	16	37	-91	4	37	12
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	-1	-1	-14	-16	-69	74	-9	13	156	5	-1	138
G	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b> <b>G= A+B+C+D-E-F</b>	<b>476</b>	<b>106</b>	<b>320</b>	<b>2 162</b>	<b>5 434</b>	<b>1 620</b>	<b>149</b>	<b>-12</b>	<b>1 523</b>	<b>107</b>	<b>292</b>	<b>12 175</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

		Variação valor (3) = (2)-(1)											
		Beirgás	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 gás t	-77	-25	-38	-443	-954	-277	-56	-12	-326	-24	-69	-2 301
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0	-58	0	0	0	0	0	0	0	-58
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 gás t	-4	11	-17	217	508	-43	4	-8	244	1	-4	909
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	0			0	0	0			0		0	0
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-32	4	-41	-555	-557	-5	-6	3	-106	-2	20	-1 277
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	-14	33	-22	1 679	-249	6	-53	-1	709	28	21	2 138
G	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b>  G= A+B+C+D+E-F	<b>-35</b>	<b>-51</b>	<b>7</b>	<b>-1 407</b>	<b>360</b>	<b>-320</b>	<b>7</b>	<b>-23</b>	<b>-685</b>	<b>-49</b>	<b>-115</b>	<b>-2 311</b>

		Variação % (4) = (3)/(1)-1											
		Beirgás	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 gás t	-15%	-21%	-12%	-22%	-21%	-16%	-27%	-25%	-22%	-17%	-19%	-20%
	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano gás t				-23%								-23%
	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	-100%	1357%	-33%	134%	119%	-53%	302%	-100%	2891%	253%	-100%	122%
	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	0%			0%	0%	0%			0%		0%	0%
	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												
	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b>	<b>-7%</b>	<b>-32%</b>	<b>2%</b>	<b>-39%</b>	<b>7%</b>	<b>-16%</b>	<b>5%</b>	<b>-214%</b>	<b>-31%</b>		<b>-28%</b>	<b>-16%</b>

## 2.4 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

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

O Quadro 2-27 apresenta os parâmetros a vigorar no ano gás 2017-2018 cujo racional para a sua fixação encontra-se no documento “Parâmetros para o período de regulação 2016-2017 a 2018 a 2019”, de junho de 2016.

**Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2017-2018**

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{RAR,r}$	6,35%	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
$r_{q,RAR,r}$	6,35%	Taxa de atualização prevista das quantidades previstas até final do período de previsão N, associadas à atividade, em percentagem	Art.º 73.º
$r_{AS,r}$	6,35%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, em percentagem	Art.º 74.º
$r_{GTGS}$	6,35%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 77.º
$r_T$	6,35%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 78.º
$r_D$	6,65%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 83.º
$FCE_{RAR,II}$	Quadro 2-28	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 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{RAR, n}^{IPIB}$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 73.º
$VCE_{RAR, n}^U$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 73.º
$X_{FCE_{RAR}}$	Quadro 2-28	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 2-28	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 73.º
$X_{VCE_{RAR}}$	Quadro 2-28	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento não indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 73.º
$y_t^{OT}$	0,41755	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 2-29	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 74.º
$VCE_{AS, s}$	Quadro 2-29	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 74.º
$X_{FCE_{AS}}$	Quadro 2-29	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 74.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{VCE_{AS}}$	Quadro 2-29	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 74.º
$y_t^{OAS}$	-0,28315	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação da 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 2-30	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 2-30	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão técnica global do SNGN, em percentagem	Art.º 77.º
$FCE_{T,s}$	Quadro 2-31	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 78.º
$VCE_{T,s}$	Quadro 2-31	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 78.º
$X_{FCE_T}$	Quadro 2-31	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 2-31	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 78.º
$K_s^{ORT}$	20%	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 2-32	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 2-32	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 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{FCED}^k$	Quadro 2-32	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 2-32	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
$K_s^{ORD}$	10%	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 2-33	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
$r^{CUR_k}$	6,65%	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 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2017-2018**

	2017	2018	Eficiência anual
Componente fixa (10³€)	4 626	4 599	2,0%
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,080486	0,080003	
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,040638	0,040745	

**Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2017-2018**

	REN Armazenagem		
	2017	2018	Eficiência anual
Componente fixa (10 <sup>3</sup> €)	2 470	2 431	3,0%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (€/GWh)	0,241597	0,237731	

**Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema a vigorar no ano gás 2017-2018**

	2017	2018	Eficiência anual
Componente de custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência (10 <sup>3</sup> €)	892	894	2,0%

**Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2017-2018**

	2017	2018	Eficiência anual
Componente fixa (10 <sup>3</sup> €)	8 179	8 048	3,0%
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10 <sup>3</sup> €/GWh/dia)	22,408593	22,050056	



**Quadro 2-32 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2017-2018**

2017	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 <sup>3</sup> Eur	10 <sup>3</sup> €/MWh	10 <sup>3</sup> €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 432,193	0,000574	0,031609
Dianagás	536,570	0,002429	0,064139
Duriensegás	730,134	0,001314	0,028356
EDP Gás Distribuição	4 845,232	0,000260	0,016289
Lisboagás	10 725,707	0,000859	0,022947
Lusitaniagás	3 569,826	0,000165	0,018621
Medigás	424,741	0,001609	0,023409
Paxgás	179,664	0,003963	0,034287
Setgás	2 406,270	0,000474	0,016649
Sonorgás	1 068,464	0,005640	0,113716
Tagusgás	1 368,762	0,000429	0,043814

2018	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 <sup>3</sup> Eur	10 <sup>3</sup> €/MWh	10 <sup>3</sup> €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 409,278	0,000565	0,031103
Dianagás	527,985	0,002366	0,062471
Duriensegás	718,452	0,001293	0,027902
EDP Gás Distribuição	4 816,161	0,000258	0,016191
Lisboagás	10 554,096	0,000845	0,022580
Lusitaniagás	3 512,709	0,000162	0,018323
Medigás	422,193	0,001599	0,023269
Paxgás	178,586	0,003939	0,034081
Setgás	2 391,832	0,000471	0,016549
Sonorgás	1 019,315	0,005324	0,107348
Tagusgás	1 333,174	0,000418	0,042675

Eficiência anual	
Termo fixo	Termo variável
%	%
3,0	3,0
3,0	4,0
3,0	3,0
2,0	2,0
3,0	3,0
3,0	3,0
2,0	2,0
2,0	2,0
2,0	2,0
6,0	7,0
4,0	4,0

**Quadro 2-33 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2017-2018**

2017	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 <sup>3</sup> EUR		€/Clientes	
	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>
Beiragás	110,756	0,485	29,27057	35,14208
Dianagás	26,027	0,071	35,32490	40,32984
Sonorgás	37,122	1,015	39,03407	1127,83290
Duriensegás	69,130	0,318	30,81519	84,77243
Lisboagás	1001,681	1,981	24,18848	30,67082
Lusitaniagás	385,513	0,840	26,13276	36,99470
Medigás	45,300	0,328	22,57440	328,32751
Paxgás	10,635	0,252	17,62457	335,34096
EDP Gás	452,839	1,089	30,98483	57,40387
Setgás	333,445	0,523	28,02284	41,91295
Tagusgás	98,179	0,576	31,33934	69,17315

2018	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 <sup>3</sup> EUR		€/Clientes	
	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>
Beiragás	110,091	0,482	29,09495	34,93123
Dianagás	25,870	0,070	35,11295	40,08786
Sonorgás	36,899	1,009	38,79987	1121,06590
Duriensegás	68,715	0,316	30,63030	84,26380
Lisboagás	995,671	1,970	24,04335	30,48679
Lusitaniagás	383,200	0,835	25,97596	36,77274
Medigás	45,028	0,326	22,43895	326,35754
Paxgás	10,571	0,250	17,51882	333,32891
EDP Gás	450,122	1,082	30,79892	57,05945
Setgás	331,444	0,520	27,85471	41,66147
Tagusgás	97,590	0,573	31,15131	68,75811

## 2.5 COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

### 2.5.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como referido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural”, no Quadro 2-34, apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

**Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2017-2018**

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < <sup>(a)</sup>	URT	URD	Total ORD
Beiragás	64 231	179 111	-818 139	114 673	491 527	<b>31 403</b>
Dianagás	1 194	-10 272	174 936	-2 223	1 525 496	<b>1 689 130</b>
Duriensegás	-1 449	51 428	-494 024	43 285	378 985	<b>-21 775</b>
EDP Gás Distribuição	519 705	-604 702	1 297 666	-340 266	-21 301 461	<b>-20 429 058</b>
Lisboagás	-865 155	1 742 684	-583 469	830 247	2 354 438	<b>3 478 744</b>
Lusitâniagás	252 488	1 160 472	-2 178 986	-1 047 448	1 245 989	<b>-567 485</b>
Medigás	-66 769	57 056	102 642	-13 913	1 072 517	<b>1 151 533</b>
Paxgás	-1 461	-3 123	-22 416	-1 815	481 584	<b>452 769</b>
Setgás	31 224	-2 526 489	2 507 700	216 317	3 705 389	<b>3 934 140</b>
Sonorgás	8 541	-14 706	244 195	65 458	6 723 779	<b>7 027 268</b>
Tagusgás	57 451	-31 458	-230 105	135 686	3 321 759	<b>3 253 331</b>
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

(a) A parcela UGS II < não inclui sobreproveito

No Quadro 2-35 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 2017-2018, as compensações entre os ORD ascendem a 21 018 milhares de euros.

**Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2017-2018**

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	Pagadores			Total ORD
	Duriensegás	EDP Gás Distribuição	Lusitâniagás	
Beiragás	33	30 522	848	<b>31 403</b>
Dianagás	1 750	1 641 775	45 606	<b>1 689 130</b>
Lisboagás	3 604	3 381 215	93 925	<b>3 478 744</b>
Medigás	1 193	1 119 249	31 091	<b>1 151 533</b>
Paxgás	469	440 075	12 225	<b>452 769</b>
Setgás	4 076	3 823 844	106 220	<b>3 934 140</b>
Sonorgás	7 280	6 830 254	189 733	<b>7 027 268</b>
Tagusgás	3 370	3 162 122	87 838	<b>3 253 331</b>
<b>Total</b>	<b>21 775</b>	<b>20 429 058</b>	<b>567 485</b>	<b>0</b>

## 2.5.2 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 2-36 apresenta-se o valor estimado do sobreproveito a receber por cada ORD.

**Quadro 2-36 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2017-2018**

Unidade: EUR

<b>Empresas</b>	<b>Sobreproveito</b>
Beiragás	135 335
Dianagás	15 556
Duriensegás	77 306
EDP Gás Distribuição	360 102
Lisboagás	1 280 461
Lusitâniagás	416 304
Medigás	20 834
Paxgás	7 764
Setgás	210 184
Sonorgás	9 592
Tagusgás	65 985
<b>Total</b>	<b>2 599 425</b>

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

**Quadro 2-37 - Transferências do sobreprojeito**

Unidade: EUR

Pagadores CUR	Recebedores ORD											
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gas	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	
Beiragás	135 335											135 335
Dianagás		15 556										15 556
Duriensegás			77 306									77 306
EDP Gás Distribuição				360 102								360 102
Lisboagás					1 280 461							1 280 461
Lusitaniagás						416 304						416 304
Medigás							20 834					20 834
Paxgás								7 764				7 764
Setgás									210 184			210 184
Sonorgás										9 592		9 592
Tagusgás											65 985	65 985
	<b>135 335</b>	<b>15 556</b>	<b>77 306</b>	<b>360 102</b>	<b>1 280 461</b>	<b>416 304</b>	<b>20 834</b>	<b>7 764</b>	<b>210 184</b>	<b>9 592</b>	<b>65 985</b>	<b>2 599 425</b>
% de faturação do CUR a transferir	15,0%	12,4%	14,2%	11,6%	16,1%	14,4%	10,1%	11,5%	13,7%	9,7%	14,6%	

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

#### 2.5.3.1 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 4,4457% 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 2-38 reflete a transferência prevista para o ano gás 2017-2018.

**Quadro 2-38 - Transferência de MP para AP entre o ORD e ORD no ano gás 2017-2018**

ORD	Euro	ORD	%
EDP Gás Distribuição	335 287	EDP Gás Distribuição	0,3342%
Lusitaniagás	3 485 679	Lusitaniagás	3,4743%
Setgás	639 242	Setgás	0,6372%
<b>Total</b>	<b>4 460 208</b>	<b>Total</b>	<b>4,4457%</b>

#### 2.5.3.2 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 2-39 apresentam-se os montantes previstos para o ano gás 2017-2018 por operador de rede de distribuição no âmbito da tarifa social, que totalizam 1 409 846 euros.

**Quadro 2-39 - Custos previstos para o ano gás 2017-2018, no âmbito da tarifa social**

Unidade: EUR

<b>Empresas</b>	<b>Tarifa Social</b>
Beiragás	46 529
Dianagás	11 326
Duriensegás	29 472
EDP Gás Distribuição	357 664
Lisboagás	543 594
Lusitâniagás	230 359
Medigás	17 209
Paxgás	5 415
Setgás	117 608
Sonorgás	12 159
Tagusgás	38 511
<b>Total</b>	<b>1 409 846</b>

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

**Quadro 2-40 – Transferências mensais da REN em percentagem**

<b>Empresas</b>	<b>Tarifa Social</b>
Beiragás	0,1419%
Dianagás	0,0345%
Duriensegás	0,0899%
EDP Gás Distribuição	1,0910%
Lisboagás	1,6581%
Lusitâniagás	0,7026%
Medigás	0,0525%
Paxgás	0,0165%
Setgás	0,3587%
Sonorgás	0,0371%
Tagusgás	0,1175%
<b>Total</b>	<b>4,3004%</b>

#### 2.5.4 COMPENSAÇÕES E TRANSFERÊNCIAS DOS COMERCIALIZADORES

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Proveitos permitidos do setor do gás natural

- 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 2-41 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

**Quadro 2-41 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2017-2018**

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	-5 391 270	0	0	-5 391 270
CURgc	0	757	0	34 456	35 213
Beiragás	-15 472	-833 704	389	207 394	-641 392
Dianagás	-4 604	106 892	737	59 101	162 126
Duriensegás	-17 504	-165 851	-1 008	155 535	-28 828
Lisboagás	53 155	571 838	74	2 791 033	3 416 099
Lusitaniagás	696	3 274 806	1 623	602 572	3 879 698
Medigás	-8 396	-53 040	1 663	37 801	-21 972
Paxgás	-2 442	13 540	805	-47 545	-35 643
EDP Gás	-24 940	-881 683	-14 447	1 260 952	339 882
Setgás	32 868	2 350 889	9 699	785 782	3 179 239
Sonorgás	-4 270	-361 130	268	60 692	-304 439
Tagusgás	-9 091	-297 938	196	-519 160	-825 993
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>-1 665 893</b>	<b>0</b>	<b>5 428 614</b>	<b>3 762 721</b>

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 2016. 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. Este montante deverá ser contabilizado em duodécimos, tal como previsto para a compensação tarifária dos comercializadores de último recurso retalhistas.

Sublinhe-se que os valores apresentados Quadro 2-41 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados nos quadros seguintes.

**Quadro 2-42 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II**

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		-5 391 270	<b>-5 391 270</b>
CURgc	34 456	757	<b>35 213</b>
Lisboagás	4 605 656	5 303 671	<b>9 909 327</b>
EDP Gás	1 246 505	-906 623	<b>339 882</b>
Sonorgás	60 960	-365 399	<b>-304 439</b>
Tagusgás	-518 963	-307 029	<b>-825 993</b>
<b>Total</b>	<b>5 428 614</b>	<b>-1 665 893</b>	<b>3 762 721</b>

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 2-44), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-45).



**Quadro 2-43 - Transferências UGS I**

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	REN	Tagusgás
	CURgc	
Lisboagás	4 121 149	484 507
EDP gás	1 246 505	
Sonorgás	60 960	
<b>Total</b>	<b>5 428 614</b>	<b>518 963</b>

**Quadro 2-44 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR**

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	CURg	EDP Gás	Sonorgás	Tagusgás
	REN	86 842	906 623	365 399
CURgc	757			
Lisboagás	5 303 671			
<b>Total</b>	<b>5 391 270</b>	<b>906 623</b>	<b>365 399</b>	<b>307 029</b>

**Quadro 2-45 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG**

Unidade: EUR

Pagadores	REN
Recebedores	
CURg	275 404
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>	
<b>Total</b>	<b>275 404</b>

No caso concreto do Grupo Galp, os valores a transferir pela Lisboagás às restantes empresas do grupo seguirão as seguintes regras:

- Para as compensações o valor corresponde ao montante fixado pela ERSE; e
- Para as transferências das UGS, o montante corresponde à proporção dos valores no total do agregado a transferir pelos CUR do Grupo Galp, de acordo com o apresentado no Quadro 2-41.

No caso da REN os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação, conforme Quadro 2-46. Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-44 e no Quadro 2-45. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-43 e no Quadro 2-44, referentes às transferências de UGS I e de UGS II, respetivamente.

**Quadro 2-46 - Transferências mensais da REN em percentagem**

	REN UGS I
Lisboagás	12,570%
EDP gás	3,802%
Sonorgás	0,186%
<b>Total</b>	<b>16,559%</b>

### 2.5.5 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 2017-2018 cerca de 21% 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 2-47.

**Quadro 2-47 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Terminal de GNL**

Unidade: EUR

Recebedor \ Pagador	REN Gasodutos
REN Atlântico	9 133 400

### 2.5.6 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 armazenada 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 2017-2018 cerca de 28% 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 2-48.

**Quadro 2-48 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo**

Unidade: EUR

<b>Recebedor</b>	<b>Pagador</b>	<b>REN Gasodutos</b>
<b>REN Armazenagem</b>		7 200 000

---

### **3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2017-2018**

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2017-2018, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão.
- Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas Sociais de Acesso às Redes.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

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

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2017-2018

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2017-2018

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



TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2017-2018

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2017-2018

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

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

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

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) refere-se aos serviços de receção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os preços para cada serviço prestado são calculados tendo em conta os proveitos permitidos da atividade (agregado das três funções do terminal) e são determinados com base na estrutura dos custos incrementais, aplicando-se fatores de escala diferenciados para cada preço.

Para efeitos de determinação dos referidos preços foram considerados os custos incrementais e os escalamentos indicados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2017-2018”.

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 2017-2018”, 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.

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

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

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

SERVIÇO DE RECEÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00028333

## 3.1.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

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

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

PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Capacidade de armazenamento contratada	
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Capacidade de armazenamento contratada		
Produto anual	0,001012	0,00003326
Produto trimestral	0,001012	0,00003326
Produto mensal	0,001012	0,00003326
Produto diário		0,00003326

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 2016-2017, encontrando-se o racional da escolha dos valores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2017-2018”.

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

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

## 3.1.1.3 PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN consideram-se preços de capacidade de regaseificação contratada, em horizonte temporal anual, trimestral, mensal, 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 3-5 apresenta-se o preço do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.

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

PREÇOS DO SERVIÇO REGASEIFICAÇÃO entregas à 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	0,014370	0,00047242	
Produto mensal	0,016580	0,00054510	
Produto diário		0,00072680	
Produto intradiário		0,00079948	
Energia			0,00019743

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 2017-2018”.

**Quadro 3-6 - 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 3-7 apresenta-se o preço do serviço de carregamento de camiões aplicável às entregas aos camiões cisterna.

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

PREÇO DO SERVIÇO DE CARREGAMENTO DE GNL A CAMIÕES CISTERNA	Termo fixo carregamento camiões
	€/camião
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna	172,92

3.1.1.4 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 m<sup>3</sup> de GNL.

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

De acordo com a Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho, o PRGNL é determinado, a título previsional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh, da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, para o ano gás 2017-2018, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2016, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2017-2018. 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 (83%, para o ano de 2016), 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 1 390 GWh, no ano de 2016. 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 2017-2018, é o apresentado no quadro seguinte.

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

<b>Preço das trocas reguladas de GNL para o ano gás 2017-2018</b>	<b>Energia (€/kWh)</b>
Energia entregue	0,00070419

**3.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

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

As tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo são compostas por preços de energia injetada, de energia extraída e por preços de capacidade de armazenamento contratada.

Para efeitos de determinação das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram considerados os custos incrementais de energia extraída, energia injetada e energia armazenada apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2017-2018”.

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 3-9 apresentam-se os preços referidos.

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

<b>TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO</b>	<b>Energia</b>	<b>Capacidade de armazenamento contratada</b>	<b>Capacidade de armazenamento contratada</b>
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Energia injetada	0,00020885		
Energia extraída	0,00020885		
Capacidade de armazenamento contratada			
Produto anual		0,000875	0,00002875
Produto trimestral		0,000875	0,00002875
Produto mensal		0,000918	0,00003019
Produto diário			0,00003163

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 2017-2018”.

**Quadro 3-10 - 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

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

**3.1.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA**

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

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

A parcela II da UGS apresenta 2 preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de 2 conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

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

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



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

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

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

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00063415

O preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT, aplicável às entregas a clientes finais em AP e aos ORD, é apresentado no Quadro 3-12. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II >	EUR/kWh
Preço base, aplicável aos clientes finais em AP (TW UGS2>)	-0,00003449
$\alpha$ - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,834
Preço aplicável aos ORD ( $\alpha * TW_{UGS2>}$ )	-0,00002875

O preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT, aplicável às entregas aos ORD, é apresentado no Quadro 3-13. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

**Quadro 3-13 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II <	EUR/kWh
Preço base (TW UGS2<)	-0,00144883
$\alpha$ - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,834
Preço aplicável aos ORD ( $(1-\alpha) * TW_{UGS2<}$ )	-0,00024109

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

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
<b>Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00063415
<b>Entregas a clientes em Alta Pressão</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00059966
<b>Entregas aos operadores de redes de distribuição</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00036431

## 3.1.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

A tarifa de Uso da Rede de Transporte apresenta preços de Entrada e Saída. Como pontos de entrada consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho (agregadas num único ponto virtual de atribuição de capacidade), o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo (Cariço). Como pontos de saída consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença (agregados num único ponto virtual de atribuição de capacidade), o terminal de GNL, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes).

À semelhança de anos anteriores, continua 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 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 contratada, pelo agente de mercado nos processos de atribuição constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário.

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 2017-2018”.

No terminal de GNL e nas interligações internacionais enquanto pontos de saída, aplicam-se preços nulos de capacidade e de energia. Esta opção é justificada por se tratarem 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 2017-2018” apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, que servem de base ao cálculo dos preços de capacidade e energia.

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

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	Capacidade contratada	
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
<b>Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)</b>		
Capacidade contratada - Produto anual	0,012426	0,00040854
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,016154	0,00053110
Capacidade contratada - Produto mensal	0,018639	0,00061281
Capacidade contratada - Produto diário		0,00081707
Capacidade contratada - Produto intradiário		0,00089878
<b>Terminal GNL</b>		
Capacidade contratada - Produto anual	0,012426	0,00040854
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,016154	0,00053110
Capacidade contratada - Produto mensal	0,018639	0,00061281
Capacidade contratada - Produto diário		0,00081707
Capacidade contratada - Produto intradiário		0,00089878
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>		
Capacidade contratada - Produto diário		0,00001146
Capacidade contratada - Produto intradiário		0,00001261

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 2017-2018”.

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

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

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

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, aprovaram-se no 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. Os escalões de consumo nos vários níveis de pressão permitem 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.

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

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)</b>		
<b>Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)</b>		
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)		0,000000
Energia (EUR/kWh)		0,00000000
<b>Terminal GNL</b>		
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)		0,000000
Energia (EUR/kWh)		0,00000000
<b>Redes de Distribuição e Clientes em AP</b>		
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	< 10 000 000 m <sup>3</sup> /ano	0,022569
	≥ 10 000 000 m <sup>3</sup> /ano	0,022569
Energia (EUR/kWh)	< 10 000 000 m <sup>3</sup> /ano	0,00006426
	≥ 10 000 000 m <sup>3</sup> /ano	0,00001836
<b>Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)</b>		
Energia (EUR/kWh)		0,00182388

A tarifa de Uso da Rede de Transporte inclui duas opções tarifárias para entregas concentradas no tempo, a saber: (i) opção tarifária de curtas utilizações e (ii) opção tarifária flexível.

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

- Tarifa de longas utilizações:
  - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações:
  - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
  - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
- 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.
    - 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.
    - 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 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 3-18 apresenta os preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP.

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES		PREÇOS
<b>Clientes em AP</b>		
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	< 10 000 000 m <sup>3</sup> /ano	0,005642
	≥ 10 000 000 m <sup>3</sup> /ano	0,005642
Energia (EUR/kWh)	< 10 000 000 m <sup>3</sup> /ano	0,00191082
	≥ 10 000 000 m <sup>3</sup> /ano	0,00186492

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 2017-2018” apresenta-se a forma como foram obtidos os preços das opções tarifárias flexíveis.

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL DIÁRIA		PREÇOS
<b>Clientes em AP</b>		
Capacidade diária (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/dia		0,003947
Capacidade diária (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/dia		0,006579
Energia (EUR/kWh)		0,00001836

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

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

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL MENSAL</b>	
<b>Clientes em AP</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,028211
Capacidade mensal adicional (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/mês	0,056422
Energia (EUR/kWh)	0,00001836

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

**Quadro 3-21 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída  
(contratação anual)**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL ANUAL</b>	
<b>Clientes em AP</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade base anual EUR/(kWh/dia)/mês	0,022569
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,028211
Energia (EUR/kWh)	0,00001836

3.1.3.2.1 PREÇO DA CAPACIDADE ATRIBUÍDA POR MECANISMO IMPLÍCITO

O Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), aprovado pela Diretiva n.º18/2016, de 26 de outubro reconheceu a sociedade MIBGAS, S.A. como a plataforma de negociação do sistema nacional gás natural (SNGN) entre Portugal e Espanha.

O MPGTG estabeleceu fórmulas de cálculo dos preços de desequilíbrio baseadas num preço de referência, calculado com base nos preços de mercado e nas transações do gestor técnico de sistema de gás (GTG), afetado de uma penalização de 2,5%.

Refira-se que enquanto não existirem transações na zona portuguesa, o preço de referência é igual ao preço verificado em Espanha, afetado do valor aplicado à utilização da capacidade de interligação no mecanismo de atribuição de capacidade implícita. Atualmente está em vigor um regime transitório, competindo à ERSE determinar a data a partir da qual se considera completamente implementado o mercado organizado para o VTP do SNGN, conforme dispõe o n.º 4, do artigo 2.º do Anexo II da Diretiva n.º18/2016.

Na vigência do período transitório, são aplicáveis os preços conforme o aprovado pela Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, a qual estipula que o preço de desequilíbrio será calculado tomando



---

como preço de referência o preço verificado em Espanha, afetado da tarifa de interligação diária de Espanha e da tarifa de interligação trimestral em Portugal.

O valor proposto para a capacidade de interligação no mecanismo implícito tenta situar-se num equilíbrio entre o que se considera que poderá ser o preço máximo, ou seja, um preço igual ao previsto para a atribuição de capacidade de forma explícita em situações de não congestionamento, e o que se considera que poderá ser o preço mínimo, associado ao valor da capacidade no mercado secundário. A consideração do preço mínimo favorece o acoplamento de mercado, enquanto o preço máximo incentiva à utilização dos mecanismos de alocação de capacidade de forma explícita.

Findo o período transitório, para efeitos de valorização da capacidade a atribuir de forma implícita, é aplicável o preço correspondente ao preço do produto trimestral de entrada e saída da RNT no VIP.

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

#### 3.1.4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

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

A estrutura da tarifa de UGS dos ORD determina a publicação dos preços das parcelas I, II> e II< da tarifa. Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás natural às suas entregas, subdividida nas várias parcelas, são apresentados no Quadro 3-22 e no Quadro 3-23.

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 3-24, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 3-22 - 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 <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS I <sub>ORD</sub>				0,00054831
MP	Longas Utilizações			0,00054869
	Flexível Anual			0,00054869
	Flexível Mensal			0,00054869
	Curtas Utilizações			0,00054869
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00054869
≥ 100.001		0,00054869		
BP>	Longas Utilizações			0,00055055
	Flexível Anual			0,00055055
	Flexível Mensal			0,00055055
	Curtas Utilizações			0,00055055
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00055055
≥ 100.001		0,00055055		
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00055055
		Escalão 2	221 - 500	0,00055055
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00055055
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00055055

Quadro 3-23 - 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 <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS II <sub>&gt;ORD</sub>				0,00007823
UGS II <sub>&lt;ORD</sub>				-0,00408741
MP	Longas Utilizações			0,00007829
	Flexível Anual			0,00007829
	Flexível Mensal			0,00007829
	Curtas Utilizações			0,00007829
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00007829
≥ 100.001		0,00007829		
BP>	Longas Utilizações			0,00007855
	Flexível Anual			0,00007855
	Flexível Mensal			0,00007855
	Curtas Utilizações			0,00007855
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00007855
≥ 100.001		0,00007855		
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00410417
		Escalão 2	221 - 500	-0,00410417
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00410417
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00410417

Quadro 3-24 - 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 <sup>3</sup> /ano)	Energia (EUR/kWh)
MP	Longas Utilizações			0,00062698
	Flexível Anual			0,00062698
	Flexível Mensal			0,00062698
	Curtas Utilizações			0,00062698
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00062698
		≥ 100.001		0,00062698
BP>	Longas Utilizações			0,00062911
	Flexível Anual			0,00062911
	Flexível Mensal			0,00062911
	Curtas Utilizações			0,00062911
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00062911
		≥ 100.001		0,00062911
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00355362
		Escalão 2	221 - 500	-0,00355362
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00355362
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00355362

#### 3.1.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

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

**Quadro 3-25 - 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 <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
URT <sub>ORD</sub>				0,00115861
MP	Longas Utilizações			0,00115942
	Flexível Anual			0,00115942
	Flexível Mensal			0,00115942
	Curtas Utilizações			0,00115942
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00115942
			≥ 100.001	0,00115942
BP>	Longas Utilizações			0,00116337
	Flexível Anual			0,00116337
	Flexível Mensal			0,00116337
	Curtas Utilizações			0,00116337
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00116337
			≥ 100.001	0,00116337
BP<	Outra	Escalão 1		0,00116337
		Escalão 2		0,00116337
		Escalão 3		0,00116337
		Escalão 4		0,00116337

### 3.1.4.3 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição, devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, são calculados por 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 2017-2018”.

---

**3.1.4.3.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP**

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em MP e BP apresentam-se no Quadro 3-26, no Quadro 3-27 e no Quadro 3-28.

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, definiram-se, no 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. Os escalões de consumo nos vários níveis de pressão permitem 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.

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2017-2018

- 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.
- 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.
- 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.

**Quadro 3-26 - 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	Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
				Diária	Mensal				
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)		(EUR/(kWh/dia)/mês)	
URD <sub>MP</sub>				0,74	0,74	0,00039436	0,00000858	0,026353	
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,74		0,00076899	0,00000858	0,026353	
			≥ 2 000 000	0,74		0,00039436	0,00000858	0,026353	
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,74		0,00352948	0,00000858	0,005271	
			≥ 2 000 000	0,74		0,00315484	0,00000858	0,005271	
	Mensal		10 000 - 100 000			12,62	0,00461088	0,00422510	
			≥ 100.001			89,76	0,00234044	0,00195467	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00182076	0,00000861			
			≥ 700 000		0,00182076	0,00000861			
	Flexível Anual				0,00182076	0,00000861			
	Flexível Mensal				0,00182076	0,00000861			
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00182076	0,00000861			
			≥ 700 000		0,00182076	0,00000861			
	Mensal		10 000 - 100 000		0,00182076	0,00000861			
			≥ 100.001		0,00182076	0,00000861			
	BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220		0,00174557			
			Escalão 2	221 - 500		0,00174557			
Escalão 3			501 - 1 000		0,00174557				
Escalão 4			1 001 - 10 000		0,00174557				

**Quadro 3-27 - 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)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
MP	Flexível	0,74		0,00039436	0,00000858	0,032942	0,065883

**Quadro 3-28 - 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	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
MP	Flexível	0,74		0,00039436	0,00000858	0,026353	0,032942

3.1.4.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (BP >) apresentam-se no Quadro 3-29, no Quadro 3-30 e no Quadro 3-31.

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

**Quadro 3-29 - Preços da tarifa de URD em BP >**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >								
Tarifas	Opção tarifária	Escala	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
				Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
				Diária	Mensal			(EUR/kWh)
URD <sub>BP&gt;</sub>				0,74	0,74	0,00648961	0,00025278	0,047171
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,74		0,00648961	0,00025278	0,047171
			≥ 700 000	0,74		0,00421825	0,00025278	0,047171
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,74		0,01304412	0,00025278	0,009434
			≥ 700 000	0,74		0,01077275	0,00025278	0,009434
	Mensal		10 000 - 100 000		54,73	0,01403691	0,00780008	
		≥ 100.001		268,10	0,00953756	0,00330073		

**Quadro 3-30 - 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)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
BP>	Flexível	0,74		0,00648961	0,00025278	0,058963	0,117927

**Quadro 3-31 - 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	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
BP>	Flexível	0,74		0,00648961	0,00025278	0,047171	0,058963

3.1.4.3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <

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

**Quadro 3-32 - Preços da tarifa de URD em BP <**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Tarifas	Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
				(EUR/mês)	Fora de Vazio	
URD <sub>BP&lt;</sub>			0,18	0,00906174	0,00025278	0,047171
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,18	0,03478136		
	Escalão 2	221 - 500	0,95	0,03092579		
	Escalão 3	501 - 1 000	2,11	0,02759633		
	Escalão 4	1 001 - 10 000	3,04	0,02663724		

3.1.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2017-2018.



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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas a clientes em alta pressão, para as diferentes opções tarifárias disponíveis: longas utilizações, curtas utilizações e opção flexível. Nas opções tarifárias de longas e curtas utilizações consideram-se diferentes escalões de consumo.

**Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2017-2018**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO				
Opção tarifária	(m³/ano)	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
		(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,000698	0,022569	0,00074199
	≥ 10 000 000	0,000653	0,022569	0,00074199
Curtas utilizações	< 10 000 000	0,002545	0,005642	0,00018550
	≥ 10 000 000	0,002499	0,005642	0,00018550

**Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2017-2018 (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	0,000653	0,00394734	0,00657891

**Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2017-2018 (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	0,000653	0,028211	0,056422	0,00092749	0,00185498

**Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2017-2018 (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	0,000653	0,022569	0,028211	0,00074199	0,00092749

**Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2017-2018**

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	0,000664	0,022569	0,00074199	
	≥ 10 000 000	0,000618	0,022569	0,00074199	
Curtas utilizações	< 10 000 000	0,002510	0,005642	0,00018550	
	≥ 10 000 000	0,002465	0,005642	0,00018550	

**Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2017-2018 (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	0,000618	0,00394734	0,00657891

**Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2017-2018 (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	0,000618	0,028211	0,056422	0,00092749	0,00185498

**Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2017-2018 (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	0,000618	0,022569	0,028211	0,00074199	0,00092749

**Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2017-2018**

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	0,000429	0,022569	0,00074199
	≥ 10 000 000	0,000383	0,022569	0,00074199

3.1.5.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas a clientes em média e baixa pressão. Para as entregas em MP e BP> estão disponíveis diferentes opções tarifárias: longas utilizações, curtas utilizações e opção flexível. Nas opções tarifárias de longas e curtas utilizações consideram-se diferentes escalões de consumo.

**Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2017-2018**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m³/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	0,74	0,002555	0,001795
	≥ 2 000 000	0,74	0,002181	0,001795	0,026353	0,0244	0,00086641
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,74	0,005316	0,001795	0,005271	0,0244	0,00017328
	≥ 2 000 000	0,74	0,004941	0,001795	0,005271	0,0244	0,00017328
Mensal	10 000 - 100 000	12,62	0,006397	0,006012		0,4149	
	≥ 100.001	89,76	0,004127	0,003741		2,9510	

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2017-2018

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2017-2018

**Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/dia
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	0,74	0,002181	0,001795	0,032942	0,065883	0,0244	0,00108301	0,00216602

**Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Base Anual (€/kWh/dia)/mês	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual (€/kWh/dia)/dia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	0,74	0,002181	0,001795	0,026353	0,032942	0,0244	0,00086641	0,00108301

**Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2017-2018**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO								
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia	
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)				
Longas Utilizações	10 000 - 700 000	0,74	0,010103	0,002054	0,047171	0,0244	0,00155081	
	≥ 700 000	0,74	0,007831	0,002054	0,047171	0,0244	0,00155081	
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,74	0,016657	0,002054	0,009434	0,0244	0,00031016	
	≥ 700 000	0,74	0,014386	0,002054	0,009434	0,0244	0,00031016	
Mensal	10 000 - 100 000	54,73	0,017650	0,009601		1,7993		
	≥ 100.001	268,10	0,013151	0,005102		8,8143		

**Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2017-2018 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/dia
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	0,74	0,010103	0,002054	0,058963	0,117927	0,0244	0,00193852	0,00387704

**Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2017-2018 (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 <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Termo tarifário fixo	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio					
		(€/mês)	(€/kWh)					
Flexível	0,74	0,010103	0,002054	0,047171	0,058963	0,0244	0,00155081	0,00193852

**Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2017-2018**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO						
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)			Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
				(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	-	220	0,18	0,034137	0,0058
Escalão 2	221	-	500	0,95	0,030281	0,0312
Escalão 3	501	-	1 000	2,11	0,026952	0,0695
Escalão 4	1 001	-	10 000	3,04	0,025993	0,1000

Desde o ano gás 2016-2017 que os consumidores ligados em MP podem decidir por tarifas de acesso às redes opcionais em MP que contemplam um desconto em €/kWh.

Como definido no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2017-2018”, propõe-se que a regra definida para aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais em MP seja aplicável a todos os clientes faturados em MP, ou seja, aos clientes ligados em MP e BP e com consumos anuais superiores a 10 000 000 m<sup>3</sup>/ano.

Este desconto é determinado nos termos definidos na equação, em €/kWh:

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,001705 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W}$$

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. Este consumo é atualizado anualmente pelo respetivo Operador da Rede de Distribuição.

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. Uma vez atribuída a tarifa de acesso às redes opcional em MP o desconto aplicável nos anos subsequentes será

o aprovado pela ERSE, devendo ser atualizado, pelo respetivo Operador da Rede de Distribuição, o consumo anual  $W$  que define o desconto em €/kWh a aplicar à tarifa de acesso às redes.

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

Nas instalações abastecidas por GNL (com UAG propriedade do cliente), os custos 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 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2017-2018

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00242354
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00182388
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00059966

## 3.2 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, de 30 de setembro, estabeleceu que os clientes vulneráveis 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.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, aprovou a 1.ª alteração ao Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, redesenhando 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. Estabeleceu também 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.

O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou através de Despacho, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de julho de 2017, correspondendo a um desconto 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 médio de 57% nas tarifas de acesso às redes.

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 3-50 apresentam-se os descontos nos preços da tarifa de Acesso às Redes nos dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

**Quadro 3-50 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes**

	<b>Energia (€/kWh)</b>	<b>Tfixo (€/mês)</b>
Escalão 1 (0 a 220 m <sup>3</sup> )	0,020140	0,18
Escalão 2 (220 a 500 m <sup>3</sup> )	0,014264	0,95

Estes descontos são incluídos na tarifa social de Acesso às Redes, apresentadas no capítulo 0, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas no capítulo 3.2.2.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do 1.º escalão do abono de família ou aos beneficiários da pensão social de invalidez.

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 m<sup>3</sup>.

Conforme apresentado no Quadro 3-51, cerca de 38 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 1º trimestre de 2017, representando um acréscimo de 11%, em relação ao trimestre anterior, e de 516% em relação ao trimestre homólogo de 2015. Para o ano gás 2017-2018 considera-se que cerca de 38 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

**Quadro 3-51 – Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural**

	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	T1 2017	Varição T12017/T42016	Varição T12017/T12015
Mercado Regulado	2 090	1 930	2 115	2 072	2 026	2 951	4 517	3 774	7 368	95%	253%
Mercado Livre	4 016	6 314	7 961	10 507	12 077	13 055	23 238	30 139	30 258	0,4%	653%
<b>Total</b>	<b>6 106</b>	<b>8 244</b>	<b>10 076</b>	<b>12 579</b>	<b>14 103</b>	<b>16 006</b>	<b>27 755</b>	<b>33 913</b>	<b>37 626</b>	<b>11%</b>	<b>516%</b>

Os comercializadores de gás natural devem promover a divulgação de informação sobre a existência da tarifa social e a sua aplicação aos clientes finais economicamente vulneráveis na documentação que acompanhe as faturas enviadas aos clientes de gás natural fornecidos em baixa pressão com consumo anual igual ou inferior a 500 m<sup>3</sup>.

**3.2.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES**

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



No quadro seguinte apresentam-se os preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2017-2018, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

**Quadro 3-52 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes**

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BAIXA PRESSÃO						
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)			Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
				(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0	-	220	0,00	0,013997	0,0000
Escalão 2	221	-	500	0,00	0,016017	0,0000

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis são os seguintes:

**Quadro 3-53 - Desconto da tarifa social**

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BAIXA PRESSÃO						
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)			Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
				(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0	-	220	0,18	0,020140	0,0058
Escalão 2	221	-	500	0,95	0,014264	0,0312

### 3.2.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais Social dos comercializadores de último recurso, aplicáveis aos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>, a vigorarem de julho de 2017 a junho de 2018, apresentam-se nos quadros seguintes.

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				BEIRAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,83	0,0365	0,0601
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DIANAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,90	0,0361	0,0625
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,90	0,0361	0,0625
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

**Quadro 3-57 - 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 <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,68	0,0362	0,0553
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0361	0,0522
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0361	0,0522
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

**Quadro 3-60 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				MEDIGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,90	0,0361	0,0625
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

**Quadro 3-61 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da PaxGás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				PAXGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,90	0,0361	0,0625
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

**Quadro 3-62 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SETGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0361	0,0522
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

**Quadro 3-63 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SONORGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,90	0,0361	0,0625
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

**Quadro 3-64 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,81	0,0363	0,0596
Escalão 2	221 - 500	1,79	0,0383	0,0589

### 3.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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

As tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso são apresentadas no capítulo 3.3.2.

#### 3.3.1 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 m<sup>3</sup> 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.

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 m<sup>3</sup>, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório, 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.

As datas de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais, referidas anteriormente, são estabelecidas em 31 de dezembro de 2020.

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.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º-A da referida Portaria n.º 359/2015, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso cabe à ERSE definir o parâmetro  $Y_{i,p}$ , que condiciona a variação do fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º-A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro  $Y_{i,p}$  até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período  $p$  seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo, ou seja, assegurando que o fator de agravamento não é negativo.

De acordo com o estabelecido no n.º 3 do artigo 2º-A, na ausência de definição pela ERSE do parâmetro  $Y_{i,p}$ , até ao termo do prazo referido no número anterior, este assume o valor zero. Nesta situação o fator de agravamento aplicável a partir de 1 de julho de 2017 é totalmente determinado pela seguinte diferença:

$$FA_{i,p} = (Te'_{i,p-1} - Curg_p)$$

No Quadro 3-65 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de julho de 2017, assim como o valor das variáveis que o determinam.

**Quadro 3-65 - Fatores de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2017**

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1} - Curg_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
MP	23,03	18,93	4,10	0,00	4,10
BP>	27,08	19,00	8,08	0,00	8,08
BP<	21,08	19,00	2,08	0,00	2,08

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 ano gás 2016-2017, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores  $i$  (MP, BP> e BP<).

A variável  $Curg_p$  corresponde ao custo médio de aquisição de energia do CUR grossista previsto para o ano gás 2017-2018, 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 2017-2018, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores.

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 2017, a cada um dos segmentos de consumidores.

No Quadro 3-66 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 2017.

**Quadro 3-66 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2017**

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Média Pressão MP (> 1 milhão m <sup>3</sup> ) *	-2,8%
Baixa Pressão BP > (> 10 000 m <sup>3</sup> )	-1,8%
Baixa Pressão < (< 10 000 m <sup>3</sup> )	-1,1%

\* Os limites de consumo indicados são indicativos

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorarem a partir do dia 1 de julho de 2017.

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				BEIRAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,01	0,0587	0,0661
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0503	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0498	0,1428

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				DIANAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,08	0,0583	0,0684
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0513	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0504	0,1428

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				DURIENSEGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,08	0,0583	0,0684
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0513	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0504	0,1428

**Quadro 3-70 - 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 <sup>3</sup> /ano				EDPGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,86	0,0584	0,0612
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0513	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0492	0,1428

**Quadro 3-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da LisboaGás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				LISBOAGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,77	0,0583	0,0582
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0505	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0498	0,1428



**Quadro 3-72 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,77	0,0583	0,0582
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0513	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0503	0,1428

**Quadro 3-73 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				MEDIGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,08	0,0583	0,0684
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0513	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0504	0,1428

**Quadro 3-74 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				PAXGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,08	0,0583	0,0684
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0513	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0504	0,1428

**Quadro 3-75 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				SETGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,77	0,0583	0,0582
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0508	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0498	0,1428

**Quadro 3-76 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				SONORGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,08	0,0583	0,0684
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0513	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0504	0,1428

**Quadro 3-77 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				TAGUSGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,99	0,0585	0,0655
Escalão 2	221 - 500	2,74	0,0547	0,0902
Escalão 3	501 - 1 000	3,99	0,0508	0,1312
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,34	0,0498	0,1428

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

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorarem a partir do dia 1 de julho de 2017.

Os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m<sup>3</sup>) podem optar pelas tarifas de Média Pressão, nos termos do Artigo 23.º do Regulamento Tarifário, de acordo com as regras apresentadas no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2017-2018”.

**Quadro 3-78 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m <sup>3</sup> ANO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		4,87	0,039986	0,031937	0,047171	0,1602	0,00155081
Mensal	10 000 - 100 000	58,86	0,047533	0,039484		1,9351	
	100 001 - 1 000 000	272,23	0,043034	0,034985		8,9501	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		4,87	0,028005	0,027619	0,026353	0,1602	0,00086641
Curtas utilizações		4,87	0,030765	0,027619	0,005271	0,1602	0,00017328
Mensal	10 000 - 100 000	16,75	0,032221	0,031836		0,5507	
	100 001 - 2 000 000	93,89	0,029951	0,029565		3,0868	

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

#### 3.3.2.1 TARIFA DE ENERGIA DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

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

A tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista reflete o custo previsto para o aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2017-2018, 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 3-79 - 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)	0,02069719

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

Os preços da tarifa de Energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, 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.

**Quadro 3-80 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS	
Baixa Pressão < 10 000 m <sup>3</sup> (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02286675
	Escalão 2	0,02286675
	Escalão 3	0,02286675
	Escalão 4	0,02286675

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

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, para o ano gás 2017-2018 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.

**Quadro 3-81 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,02480791
Baixa Pressão > 10 000 m <sup>3</sup> (EUR/kWh)	0,02886675

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

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

**Quadro 3-82 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	1,88
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00046167

**3.3.2.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10000 M<sup>3</sup>**

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

**Quadro 3-83 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,13
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00101620



## **4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2017-2018**

### **4.1 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 m<sup>3</sup> (n).

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

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

Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso retalhistas do Grupo EDP, do Grupo Galp Energia, a Sonorgás e a Tagusgás não apresentaram à ERSE qualquer proposta para os diversos preços regulados, tendo apenas apresentado propostas para os valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural.

As propostas das empresas apresentadas para o ano gás 2016-2017 defendiam a manutenção dos preços e parâmetros dos anos gás anteriores, já que não se tinham registado alterações relevantes no enquadramento contratual dos seus prestadores de serviço, pelo que, em seu entender, o equilíbrio entre os valores cobrados aos clientes e os custos incorridos com os prestadores de serviços que asseguram cada uma das respetivas atividades.

---

### **4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2017-2018**

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 2017-2018, os operadores das redes de distribuição não apresentaram propostas de alteração para os preços atualmente em vigor.

Neste sentido, e tendo em conta a convergência realizada no passado para a aderência aos custos, a ERSE considera equilibrada 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.
- Valores de referência referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.

Relativamente à fixação da quantia mínima a pagar em caso de mora, a ERSE considera manter os valores adotados para o ano gás de 2017-2018.

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

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2017-2018 são os indicados no Quadro 4-1.



**Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2017-2018)**

Unidades:EUR

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

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

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

#### 4.3.2 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

Os encargos com a rede a construir no ano gás 2017-2018 são os indicados no Quadro 4-2.

**Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2017-2018)**

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 4-2 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

#### 4.3.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O preço do serviço de leitura extraordinária no ano gás 2017-2018 assume o valor apresentado no Quadro 4-3.

**Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2017-2018)**

Unidades:EUR

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

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

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

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

Os valores da quantia mínima em caso de mora assumem no ano gás 2017-2018 os valores que se apresentam no Quadro 4-4.

**Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup> (n) (ano gás 2017-2018)**

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 4-4 são contínuos.

#### 4.3.5 FATORES A CONSIDERAR PARA O CÁLCULO DO SOBRECUSTO DE VEICULAÇÃO DE GÁS NATURAL PARA LIGAÇÕES ÀS REDES DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M<sup>3</sup> (N)

O artigo 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 m<sup>3</sup> (n), a suportar pelo requisitante, 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 polos 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 considera oportuna a manutenção da estrutura e dos preços aprovados para o ano gás 2015-2016, sendo estes os valores agora propostos para 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:

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

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 2017 e aprovados com a Diretiva n.º 13/2016, são os seguintes:

- Baixa Pressão (> 10 000 m<sup>3</sup>(n)) – 0,047410 €/kWh.

- Média Pressão – 0,017788 €/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 2017-2018 conduz aos seguintes fatores aprovados pela ERSE para vigorar entre 1 de Julho de 2017 e 30 de Junho de 2018:

- Baixa Pressão (> 10 000 m<sup>3</sup>(n)) – 0,040833 €/kWh.
- Média Pressão – 0,015463 €/kWh.

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

O artigo 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:

- 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.

Com a aprovação do RRC do setor do gás natural, em abril de 2016, ficou definido (n.º 4 do artigo 181.º) que os operadores de rede de distribuição deveriam remeter à ERSE, nos 60 dias subsequentes, uma proposta de valores de referência a considerar na adaptação das instalações de utilização, bem como a

metodologia de definição do parâmetro de eficiência económica a aplicar aos referidos valores de referência em função da casuística de cada operador de rede.

Nestes termos, tendo presente a proposta apresentada pelos operadores de rede, a ERSE considera ajustado manter os valores de referência aplicados no passado, já que os custos padrão apresentados pelos operadores de redes se encontram insuficientemente justificados.

No presente, a ERSE considera que os custos suportados pelo sistema nacional de gás natural a título de conversões e reconversões, devem considerar os valores de referência em linha com os que foram determinados para o ano gás 2016-2017, bem como um parâmetro de eficiência conforme a proposta dos operadores de rede de distribuição ainda que sem deflator.

Os valores de referência a vigorar no exercício tarifário de 2017-2018 são os indicados no Quadro 4-5.

**Quadro 4-5 - 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 181.º do RRC	337,50	337,50	0%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 181.º do RRC	570,00	570,00	0%

Aos valores constantes da tabela anterior, aplica-se casuisticamente o parâmetro de eficiência apurado para cada ORD em função da seguinte expressão [A] e por aplicação do termo de eficiência expresso no Quadro 4-6.

$$P_{t,i}^j = VR_t^j \cdot (1 - e_i), [A], \text{ em que}$$

- $P_t^j$  corresponde ao valor final de referência para o ORD i, a vigorar no ano gás t, onde j corresponde a tipologia prevista nas alíneas a) ou b) do n.º 3 do artigo 181.º do RRC;
- $VR_t^j$  corresponde ao valor de referência a aprovar pela ERSE e a vigorar no ano gás t, onde j corresponde a tipologia prevista nas alíneas a) ou b) do n.º 3 do artigo 181.º do RRC
- $e_i$  corresponde ao fator de eficiência (aplicável ao ORD i) para cada um dos escalões na tabela definida anteriormente.

**Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência**

Investimento/PA/MWh	Evolução Inv/PA/MWh [(s-1)/(s-2) – 1]	Fator de eficiência
< 400 €		0%
[400 €; 500 €]	> 0%	4%
	[-2%; 0%]	3%
	] -2%; -5%]	2%
	< -5%	1%
> 500 €	> 0%	5%
	[-2%; 0%]	4%
	] -2%; -5%]	3%
	< -5%	2%

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

Os custos de transporte de GNL por camião cisterna para unidades autónomas de gás natural (UAG) privadas ou públicas é suportado pelo operador da rede de transporte até a um determinado custo máximo. Em contrapartida, os agentes de mercado que transportam gás natural por camião cisterna pagam tarifa de uso da rede de transporte. Este mecanismo permite uma perequação de custos evitando a discriminação negativa de zonas do país sem rede de transporte.

De acordo com a Diretiva da ERSE n.º 13/2016, 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 vigoram no ano-gás 2016-2017 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 5-1 - 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
2016	64	3497	1 039 386	3 205 071	3 016 395

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, transporte marítimo entre Lisboa e o Funchal e transporte rodoviário entre o Funchal e Socorridos). Em 2016 foram efetuadas 1209 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 6% o valor a incluir na tarifa de uso da rede de transporte.

Para o ano gás de 2017-2018, 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 2016.

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

Deste modo, para o ano gás de 2017-2018, 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:

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

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 2017-2018, 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 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.



## 6 ANÁLISE DE IMPACTES

### 6.1 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 2017-2018.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade regulada, entre o ano gás 2016-2017 e o ano gás 2017-2018, é apresentada da Figura 6-1 à Figura 6-9 e do Quadro 6-1 ao Quadro 6-9. 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 2016-2017. No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2017-2018, para as diferentes infraestruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2017-2018 e os respetivos impactes tarifários.

Desta forma identificam-se os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos seus preços e, por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas. A variação tarifária representa exclusivamente o efeito da variação dos preços da tarifa. A variação do preço médio representa quer o efeito da variação de preços, quer o efeito de alteração do cabaz das quantidades vendidas.

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

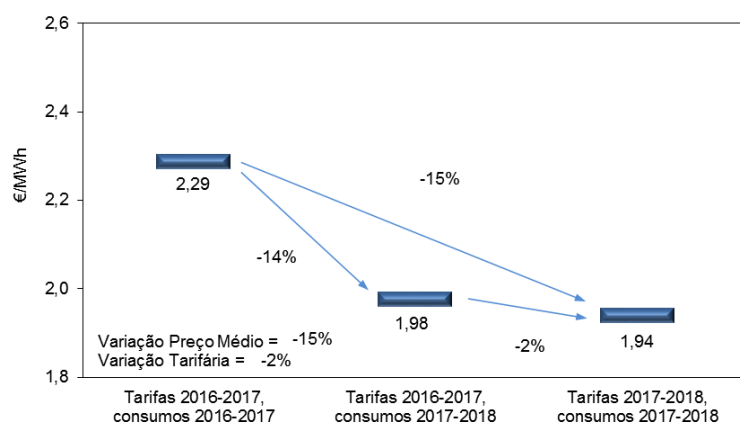
No Quadro 6-1 e na Figura 6-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2017-2018.

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

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	35 951	34 714	34 069
<b>Quantidades</b> (GWh)	15 706	17 561	17 561
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	2,29	1,98	1,94

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

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



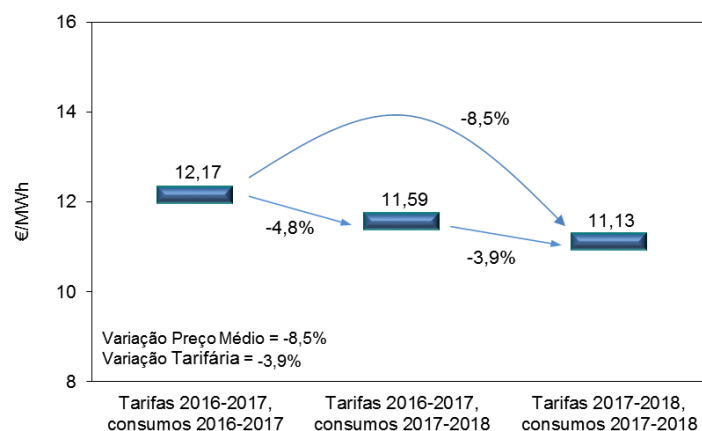
### 6.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

No Quadro 6-2 e na Figura 6-2 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo do ano gás 2016-2017 para o ano gás 2017-2018.

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

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	19 825	19 446	18 680
<b>Quantidades</b> (GWh)	1 630	1 678	1 678
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	12,17	11,59	11,13

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



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

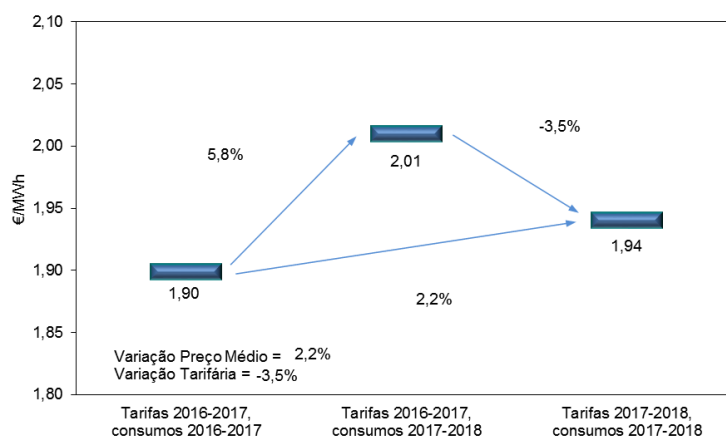
### 6.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 6-3 e na Figura 6-3 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte. Este preço médio inclui quer os preços de entrada quer os preços de saída da RNT.

**Quadro 6-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	94 119	103 921	100 327
Quantidades (GWh)	49 550	51 698	51 698
Preço médio (€/MWh)	1,90	2,01	1,94

**Figura 6-3 - 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.

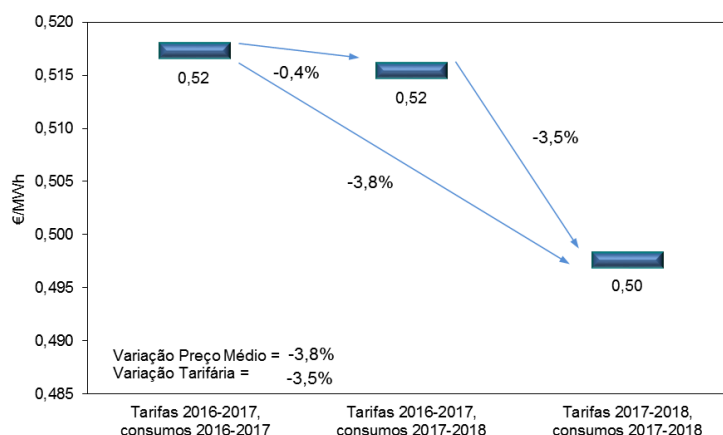
Em observância dos princípios da transparência e objetividade do relacionamento comercial com os seus clientes, os comercializadores devem informar os seus clientes sobre o significado dos valores que constituem a fatura de gás natural.

No Quadro 6-4 e na Figura 6-4 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 6-4 - 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 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	25 633	26 649	25 727
Quantidades (GWh)	49 550	51 698	51 698
Preço médio (€/MWh)	0,52	0,52	0,50

**Figura 6-4 - Preço médio da componente de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte**

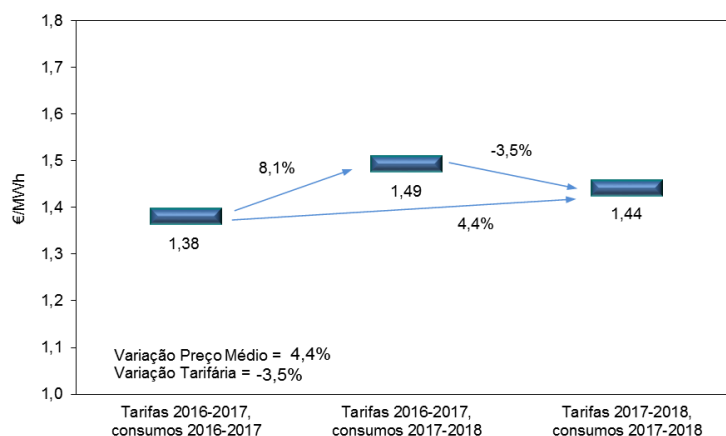


No Quadro 6-5 e na Figura 6-5 apresenta-se a evolução do preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.

**Quadro 6-5 - 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 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	68 486	77 272	74 600
Quantidades (GWh)	49 550	51 698	51 698
Preço médio (€/MWh)	1,38	1,49	1,44

**Figura 6-5 - Preço médio da componente de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte**

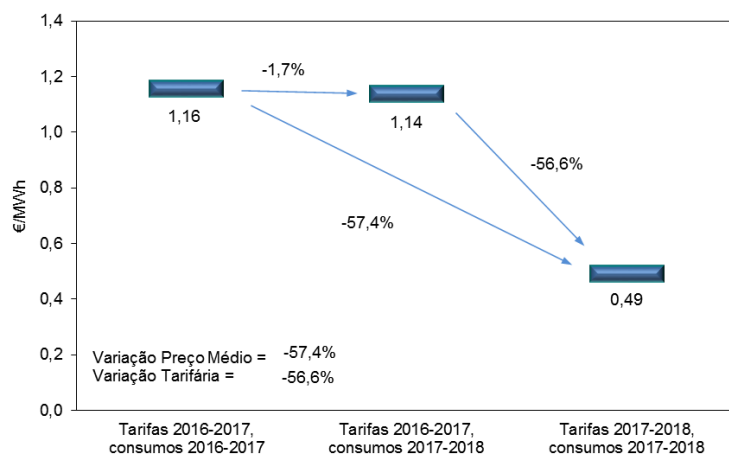


#### 6.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 6-6 e na Figura 6-6 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede transporte entre o ano gás 2016-2017 e o ano gás 2017-2018.

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

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	57 426	58 879	25 543
<b>Quantidades</b> (GWh)	49 550	51 698	51 698
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	1,16	1,14	0,49

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

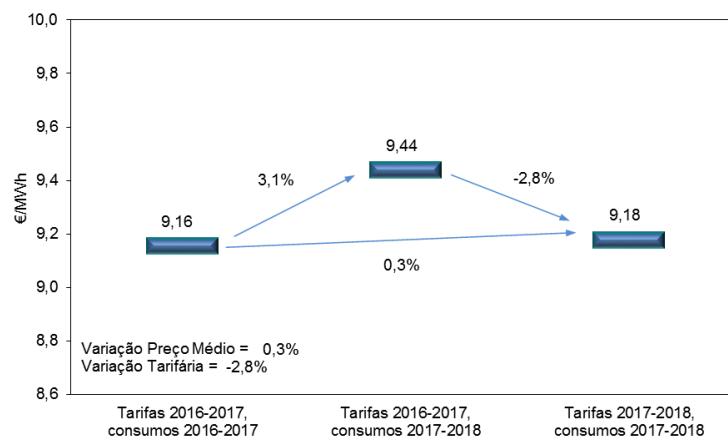
### 6.1.5 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 6-7 e na Figura 6-7 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

**Quadro 6-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	224 679	234 256	227 763
<b>Quantidades</b> (GWh)	24 540	24 810	24 810
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	9,16	9,44	9,18



**Figura 6-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição**

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

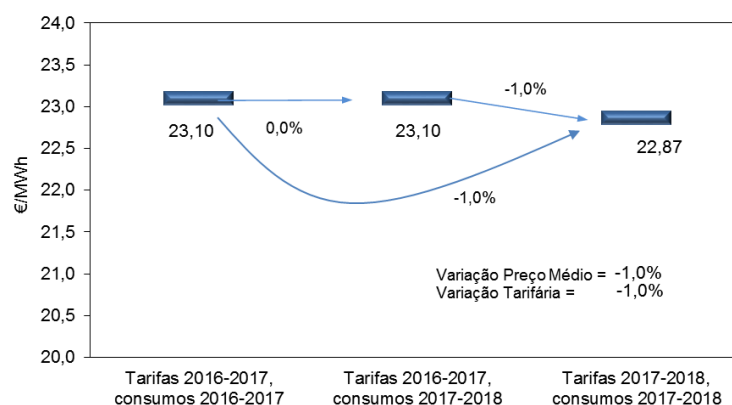
No Quadro 6-8 e na Figura 6-8 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. Desde 1 de janeiro de 2013 que esta tarifa assume um caráter transitório.

**Quadro 6-8 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	22 935	15 392	15 235
<b>Quantidades</b> (GWh)	993	666	666
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	23,10	23,10	22,87

Conforme se ilustra na Figura 6-8, a tarifa de energia o ano gás de 2017-2018 observa uma variação tarifária, face à tarifa de energia aprovada para o ano gás de 2016-2017, de -1,0%. Nestas circunstâncias resulta uma variação de preço médio de -1,0%.

**Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**



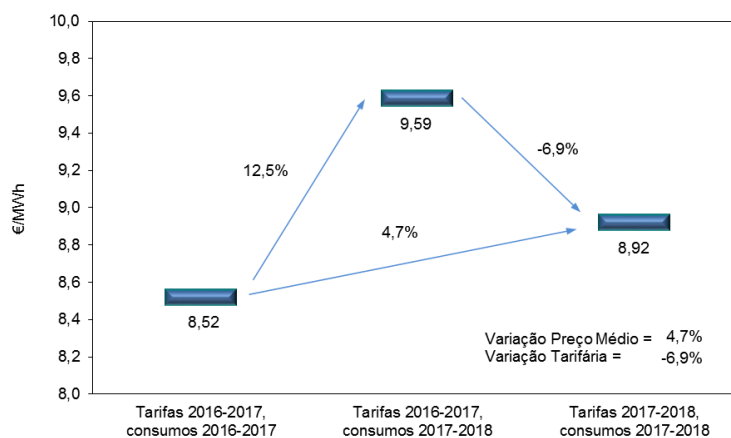
### 6.1.7 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M<sup>3</sup>

No Quadro 6-9 e na Figura 6-9 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. Desde de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assume um carácter transitório.

**Quadro 6-9 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	8 462	6 389	5 946
<b>Quantidades</b> (GWh)	993	666	666
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	8,52	9,59	8,92

**Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**



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

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

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

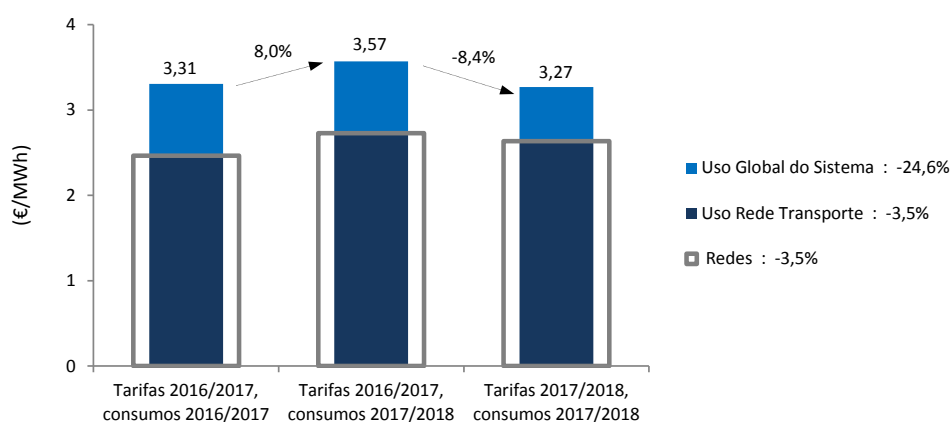
A evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2016-2017 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2016-2017 aplicadas aos consumos previstos para o ano gás 2017-2018. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2017-2018.

Registam-se variações diferenciadas por nível de pressão: -8,4% para os centros electroprodutores, -28,5% para os clientes industriais em AP, -13,6% em MP, -3,6% em BP> e 0% em BP<. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

**Quadro 6-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifa 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	27 337	40 530	37 107
<b>Quantidades</b> (GWh)	8 271	11 349	11 349
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	3,31	3,57	3,27

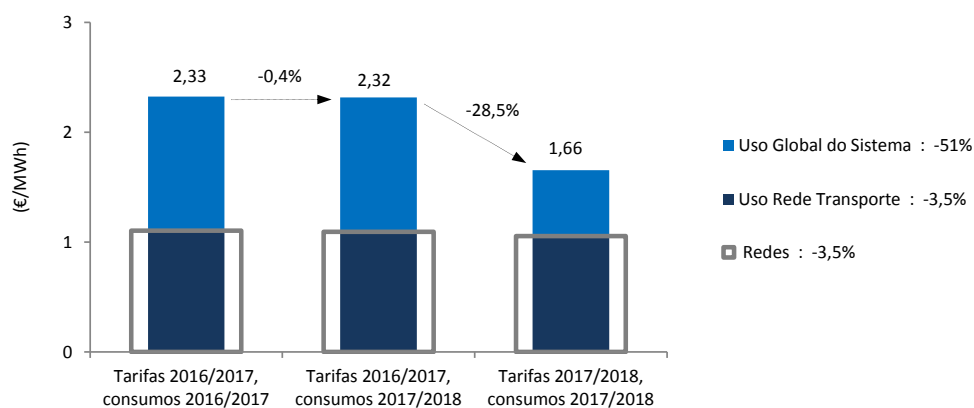
**Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores**



**Quadro 6-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	38 826	35 890	25 650
<b>Quantidades</b> (GWh)	16 696	15 495	15 495
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	2,33	2,32	1,66

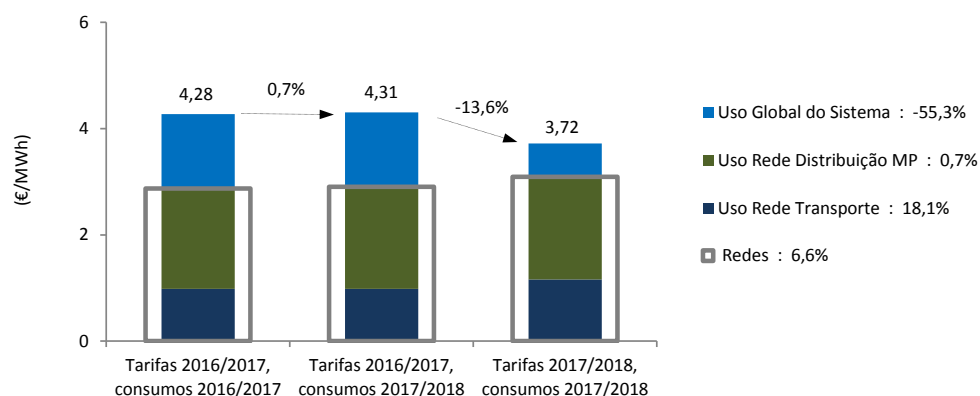
Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão



Quadro 6-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	72 527	72 627	62 761
Quantidades (GWh)	16 963	16 870	16 870
Preço médio (€/MWh)	4,28	4,31	3,72

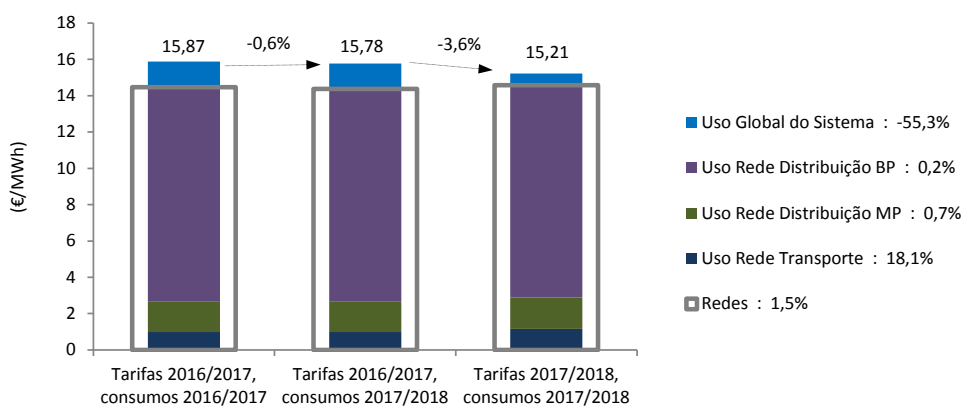
Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão



**Quadro 6-13 - 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<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	58 505	60 280	58 131
Quantidades (GWh)	3 686	3 821	3 821
Preço médio (€/MWh)	15,87	15,78	15,21

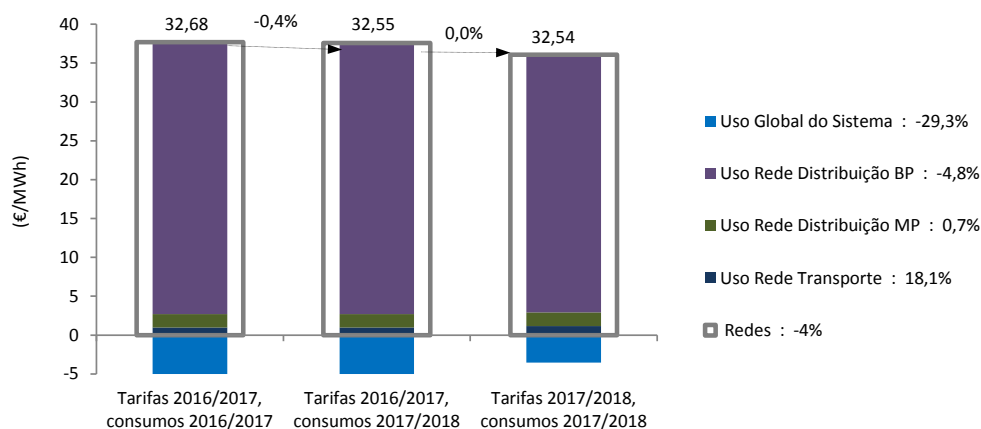
**Figura 6-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**



**Quadro 6-14 - 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<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	127 170	134 054	134 011
Quantidades (GWh)	3 891	4 119	4 119
Preço médio (€/MWh)	32,68	32,55	32,54

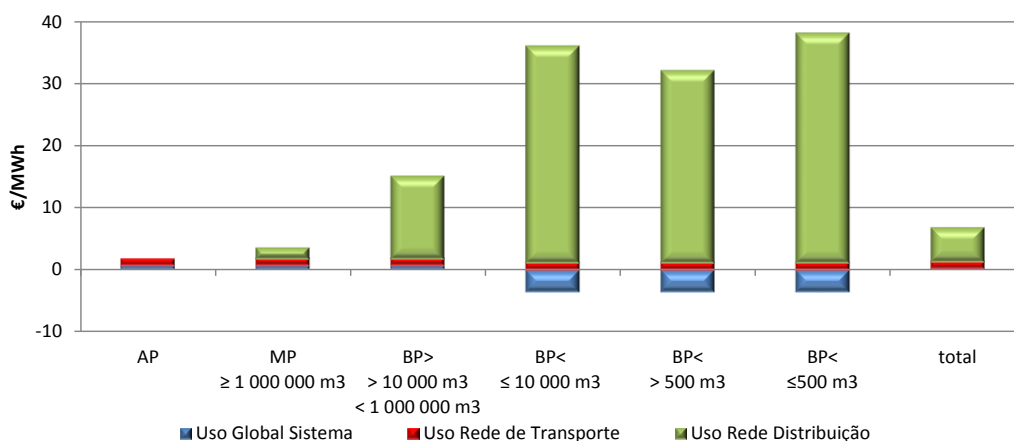
**Figura 6-14 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

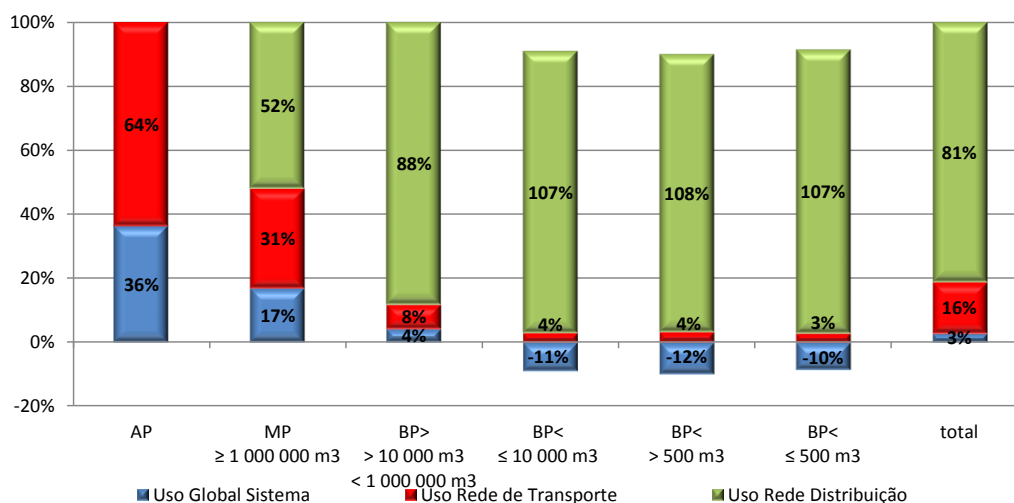


## 6.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2017-2018

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

**Figura 6-15 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes**



**Figura 6-16 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes**

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

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

No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP, MP, BP> e BP<, entre o ano gás 2016-2017 e o ano gás 2017-2018. 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, 20,70 €/MWh. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão.

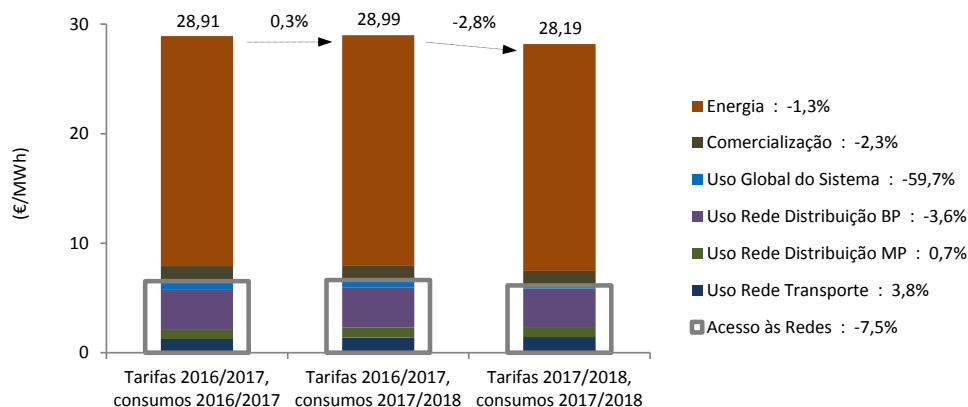
A evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a Clientes Finais pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2016-2017 aos consumos desse ano<sup>8</sup>. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2016-2017 aplicadas aos BP consumos previstos para o ano gás 2017-2018. O terceiro estado corresponde ao preço médio previsto para o ano gás 2017-2018.

Na Figura 6-17, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 3,8% para o Uso da Rede de Transporte, 0,7% para o Uso da Rede de Distribuição em MP, -3,6% para o Uso da Rede de Distribuição em BP, -59,7% para o Uso Global do Sistema, -2,3% para a Comercialização e -1,3% para a Energia.

<sup>8</sup> Considera-se como preço de energia o valor estimado para o 2º trimestre de 2017, 20,97 €/MWh.

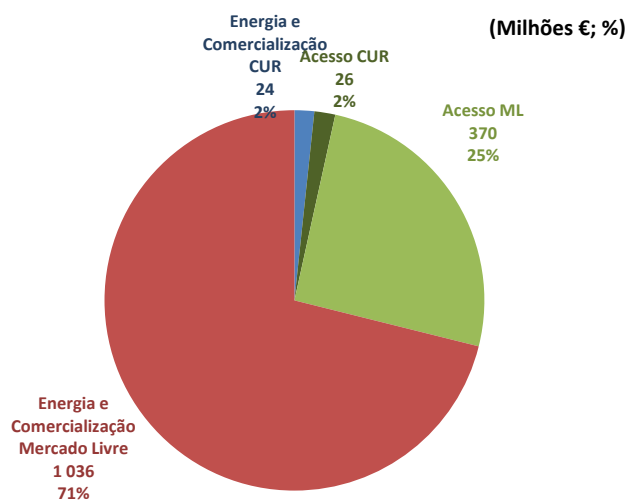


**Figura 6-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais**



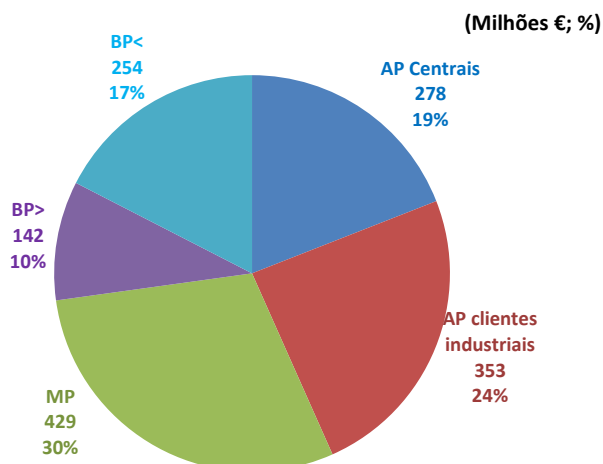
Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás natural no ano gás 2017-2018, sendo de destacar o reduzido peso da comercialização de último recurso nas receitas do setor, 4% que compara com 96% no mercado livre, conforme se ilustra na Figura 6-18. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso regulado pela ERSE, quer para o CUR, quer no mercado livre, que perfazem um valor global de 396 milhões de euros, 27% das receitas do setor. Estas receitas de acesso incluem quer o acesso aplicável a clientes, quer o acesso aplicável a comercializadores.

**Figura 6-18 - Estrutura das receitas do setor do gás natural**



A estrutura destas receitas por nível de pressão encontra-se ilustrada na Figura 6-19, destacando-se o elevado peso das receitas em Alta Pressão e em Média Pressão.

Figura 6-19 - 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 2016-2017 e o ano gás 2017-2018, para os diferentes níveis de pressão. Registam-se variações diferenciadas por nível de pressão: -2,1% para os centros electroprodutores, -3,7% para os clientes industriais em AP, -3,3% em MP, -2,3% em BP> e -1,5% em BP<. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Electroprodutores

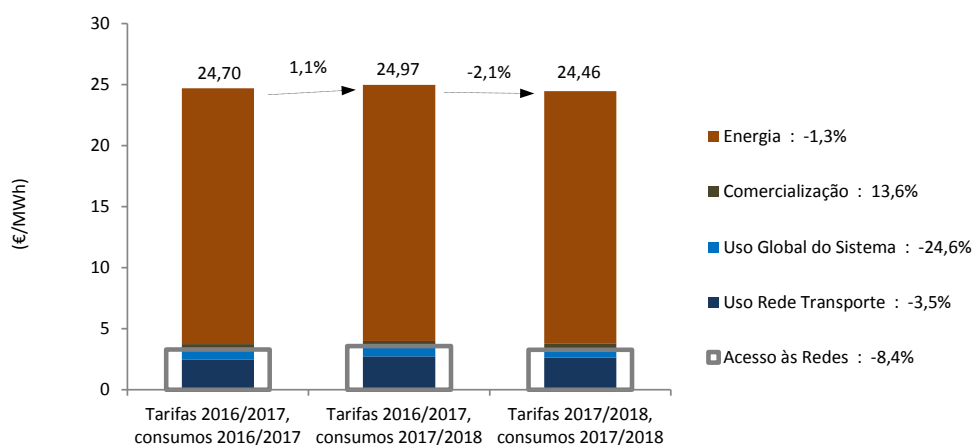


Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

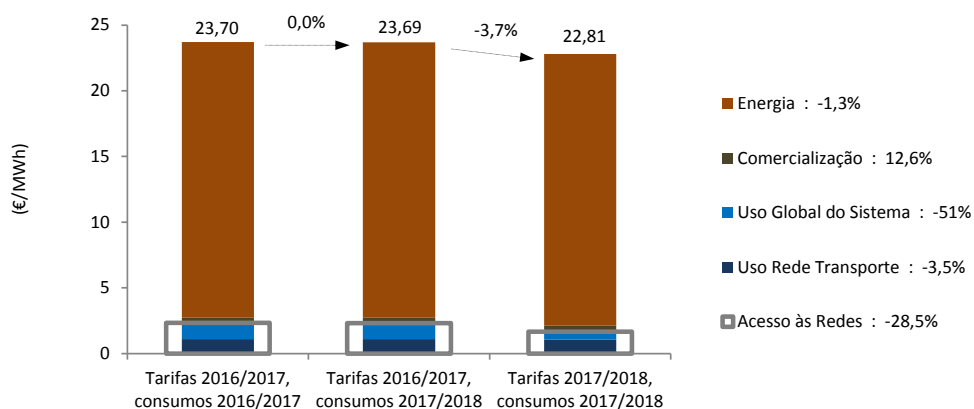


Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP

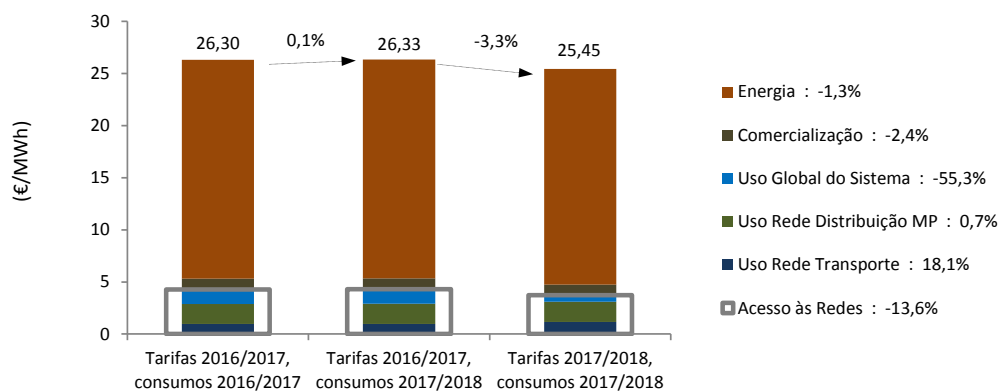


Figura 6-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em

BP>

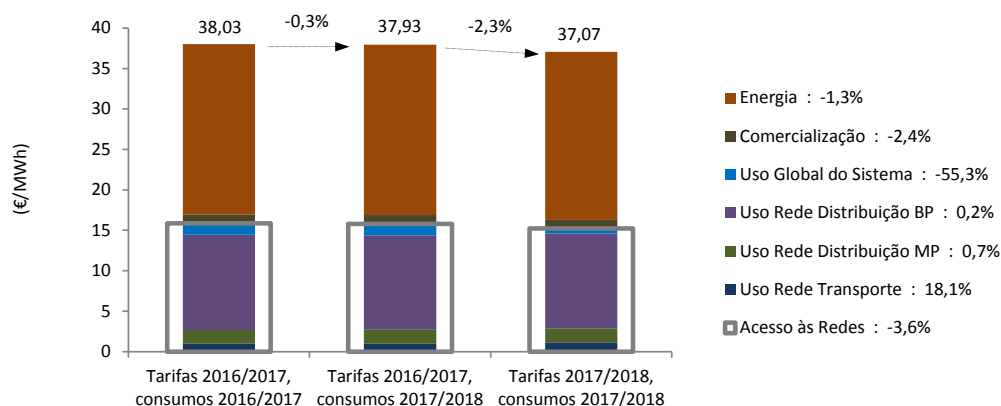
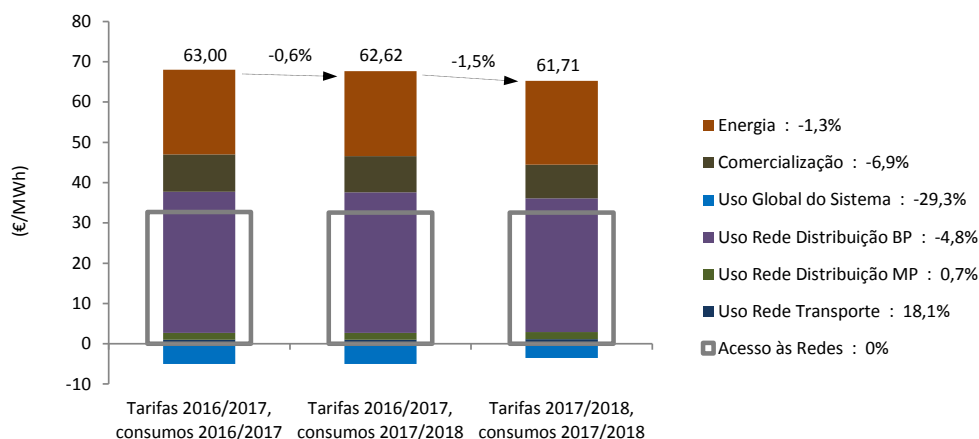


Figura 6-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em

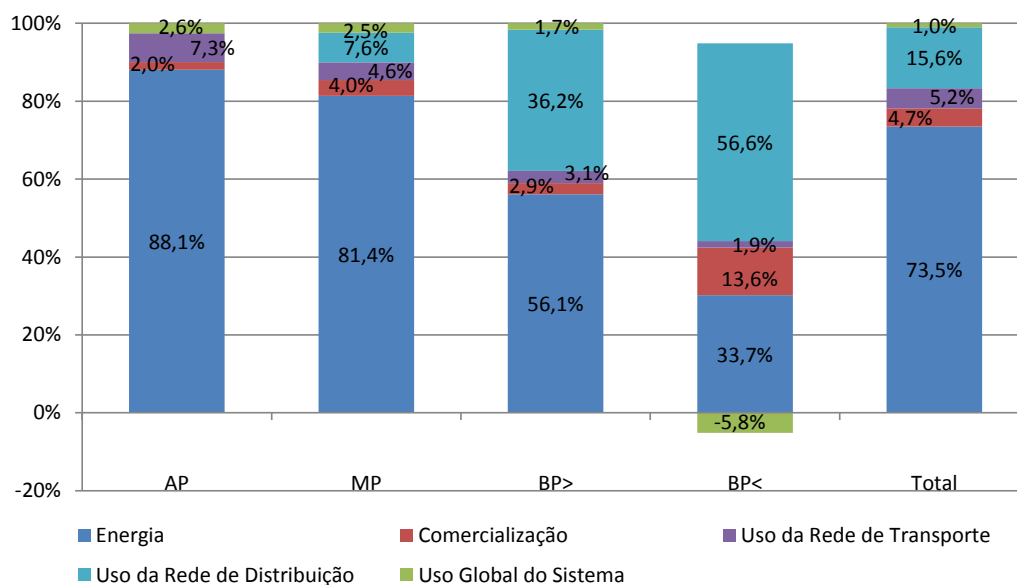
BP<



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

Na figura seguinte apresentam-se os valores previsionais da decomposição e estrutura do preço médio das tarifas dos comercializadores de mercado, pelas várias componentes que a compõem: Energia e Comercialização, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema e tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Figura 6-25 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais



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

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

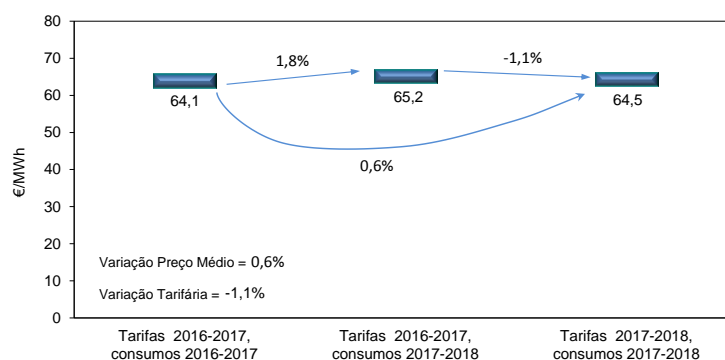
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, representada no Quadro 6-15 e na Figura 6-26 de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> observam uma variação tarifária de -1,1% no ano gás 2017-2018, resultante da variação anual das tarifas de acesso às redes e da variação da tarifa de energia transitória a aplicar em julho de 2017. Assim a variação de preço médio anual para o ano gás 2017-2018 é de 0,6%.

**Quadro 6-15 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2016-2017, consumos 2016-2017	Tarifas 2016-2017, consumos 2017-2018	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	63 614	43 461	42 970
Quantidades (GWh)	993	666	666
Preço médio (€/MWh)	64,1	65,2	64,5

**Figura 6-26 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

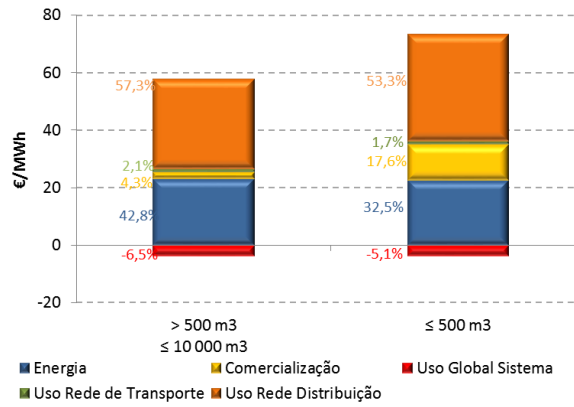


A ERSE define, também, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorarem a partir de julho de 2017, aprovando-se uma variação tarifária anual de -2,8% e de -1,8% em MP e em BP>, respetivamente, face às tarifas do ano gás 2016-2017.

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

Na figura seguinte apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio de venda a clientes finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, pelas várias tarifas que a compõem: tarifa de Energia 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 6-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**







**ANEXOS**



**ANEXO I**  
**PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES**



**PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES**

O cálculo de tarifas de gás natural para 2017-2018 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
<b><u>Portaria n.º 178-C/2016</u></b> – Diário da República n.º 125/2016, 2.º Suplemento, Série I de 2016-07-01	Estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de gás natural a clientes economicamente vulneráveis, no território de Portugal continental.
<b><u>Diretiva n.º 16/2016</u></b> – Diário da República n.º 180/2016, Série II de 2016-09-19	Perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários aprovados pela ERSE para vigorarem no ano gás 2016-2017.
<b><u>Diretiva n.º 18/2016</u></b> – Diário da República n.º 207/2016, Série II de 2016-10-27	Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN e disposições relativas à aplicação do seu regime transitório.
<b><u>Portaria n.º 291-A/2016</u></b> – Diário da República n.º 220/2016, 1.º Suplemento, Série I de 2016-11-16	Taxa do ISP aplicável ao gasóleo.
<b><u>Diretiva n.º 20/2016</u></b> – Diário da República n.º 242/2016, Série II de 2016-12-20	Aplicação do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN.
<b><u>Lei n.º 42/2016</u></b> – Diário da República n.º 248/2016, Série I de 28-12-2016	Lei do Orçamento do Estado – Artigo 264.º - Alteração legislativa no âmbito do regime da contribuição extraordinária sobre o setor energético.
<b><u>Portaria n.º 10/2017</u></b> – Diário da República n.º 6/2017, Série I de 09-01-2017	Atualiza o valor da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO (índice 2).

<p><b>Portaria n.º 92-A/2017</b> – Diário da República n.º 44/2017, 1.º Suplemento, Série I de 2017-03-02</p>	<p>Define os parâmetros e valores para o apuramento do valor do excedente do valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de «take-or-pay», nos termos do 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, 33/2015, de 27 de abril, e 42/2016, de 28 de dezembro.</p>
<p><b>Decreto-Lei n.º 25/2017</b> – Diário da República n.º 45/2017, Série I de 03-03-2017</p>	<p>Estabelece as normas de execução do Orçamento do Estado para 2017 – Artigo 70.º - Taxa Municipal de direitos de passagem e taxa municipal de ocupação do subsolo</p>
<p><b>Decreto-Lei n.º 38/2017</b> – Diário da República n.º 65/2017, Série I de 2017-03-31</p>	<p>Aprova o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador de eletricidade e gás.</p>
<p><b>Portaria n.º 133-A/2017</b> – Diário da República n.º 71/2017, 1.º Suplemento, Série I de 2017-04-10</p>	<p>Aditamento ao Regulamento de Gestão do FSSSE, aprovado pela Portaria n.º 1059/2014, de 18 de dezembro, o artigo 2.º-A, que define o processo de aprovação do mecanismo de abatimento da CESE na tarifa de UGS no Sistema Nacional de Gás Natural.</p>
<p><b>Despacho n.º 3229/2017</b> – Diário da República n.º 76/2017, Série II de 2017-04-18</p>	<p>Determina o valor do desconto da tarifa social de gás natural.</p>
<p><b>Portaria n.º 144/2017</b> - Diário da República n.º 80/2017, Série I de 2017-04- 24</p>	<p>Âprova o prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de gás natural, estendendo o atual prazo de extinção até 31 de dezembro de 2020.</p>
<p><b>Despacho n.º 5238-A/2017</b> – Diário da República n.º 113/2017, 1.º Suplemento, Série II de 2017-06-12</p>	<p>Valor do abatimento da CESE na parcela II&lt; da tarifa de UGS do SNGN.</p>
<p><b>Diretiva ERSE n.º 03/2017</b>, de 16 de junho</p>	<p>Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, que acomoda o mecanismo de abatimento da CESE na tarifa de UGS no Sistema Nacional de Gás Natural.</p>

**ANEXO II**  
**SIGLAS**





---

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

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte

**ANEXO III**  
**DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**



**DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural;
- Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2017-2018;
- Estrutura tarifária no ano gás 2017-2018;
- Análise dos investimentos do setor do gás natural.



**ANEXO IV**  
**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS**  
**DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017**





**Parecer sobre a Proposta de**

***“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018”***

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 n.º 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.”<sup>1</sup>

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector elétrico e gás natural: “(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços “, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo 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 2017-2018”*<sup>2</sup>, solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 27.04.2017.

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



---

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

<sup>2</sup> Cf. Ref: E-Técnicos/2017/436/VM/ao, de 17/04/2017

## I – GENERALIDADE

### 1 – ENQUADRAMENTO

- a) O presente parecer visa apreciar a proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018, (AG), que tem por base os parâmetros definidos para o período regulatório 2016-2019.
- b) No que respeita às tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis a aproximadamente 300.000 clientes que se encontram ainda a ser abastecidos pelo comercializador de último recurso, a variação tarifária proposta face ao AG 2016-2017, é na baixa pressão (BP) de -1,1% para os consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup> por ano, de -1,3% para os consumidores com consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano, e ainda de -2,4% na média pressão (MP).
- c) Quanto às tarifas de acesso às redes (TAR) são propostas as seguintes variações:

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Clientes em AP (> 50 milhões de m <sup>3</sup> ) *	-28,3%
Clientes em MP e BP (> 10 000 m <sup>3</sup> )	-8,4%
Clientes em BP (< 10 000 m <sup>3</sup> )	0,0%

(\*) Os limites de consumo indicados são Indicativos

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018"

- d) Quanto à tarifa social o desconto para o AG 2017-2018 será de 31,2% face às tarifas transitórias, nos termos do Despacho n.º 3229/2017 de 11 de abril, similar ao desconto dos apoios sociais que vigoraram em 2016-2017.



P  
R  
S

e) São ainda propostas as seguintes variações<sup>3</sup>:

**Variação anual das tarifas por atividade:**

<b>Tarifas por atividade</b>	<b>Variação tarifária 2017-2018/2016-2017</b>
<b>Infra-estruturas de Alta Pressão</b>	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4%
<b>Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema</b>	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-55%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-2%

**Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>/ano**

<b>Tarifas por atividade</b>	<b>Variação tarifária 2017-2018/2016-2017</b>
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	-0,6%



<sup>3</sup> Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018"

**Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>/ano**

<b>Tarifas por atividade</b>	<b>Variação tarifária 2017-2018/2016-2017</b>
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	-8.0%

- f) O CT verifica também que se mantêm os processos judiciais respeitantes ao valor dos ativos de cada uma das redes da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) e à interpretação dos Contratos de Concessão da Distribuição, estimando a ERSE *“que caso haja procedência das pretensões das autoras, o impacto global nos proveitos permitidos pelos Operadores de Rede de Distribuição (ORD) poderá ser entre 136 milhões e 167 milhões de euros”*.
- g) O CT considera que o impacto de eventual decisão favorável às pretensões dos ORDs deveria ser melhor clarificado, designadamente sobre de que forma pretende a ERSE acautelar eventuais impactos nas tarifas. Mais reitera a recomendação já expressa em Pareceres anteriores, que a ERSE se atenha à descrição factual das ações em curso, evitando-se a inclusão de informações que parecem insuficientemente fundamentadas.

## **2- COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS**

- a) Nos seus anteriores pareceres, o CT tem vindo a recomendar que a comunicação das propostas de tarifas e preços de energia tenha o seu enfoque nas variações tarifárias nas TAR e respetiva repercussão nas faturas dos consumidores do mercado liberalizado, uma vez que as tarifas transitórias são apenas aplicáveis a aproximadamente 300.000 clientes num universo de 1,4 milhões de consumidores.





- b) Considera o CT, assim, que relativamente à variação da fatura média dos clientes domésticos, dever-se-ia reforçar que os exemplos apresentados na comunicação<sup>4</sup> (reproduzidos infra), e que refletem uma real e efetiva poupança na fatura do consumidor doméstico, apenas se aplicarão a um universo reduzido de consumidores, que ainda se encontram no mercado de ultimo recurso retalhista.

**Variação das faturas características do segmento de consumo anual inferior a 10 000 m<sup>3</sup>**

	[€/m <sup>3</sup> ]
<b>Factura média mensal</b>	
- Casal sem filhos [consumo tipo 150m <sup>3</sup> /ano]	12,87
- Casal com filhos [consumo tipo 320m <sup>3</sup> /ano]	24,30
<b>Variação tarifária na factura mensal</b>	
- Casal sem filhos [consumo tipo 150m <sup>3</sup> /ano]	-0,15
- Casal com filhos [consumo tipo 320m <sup>3</sup> /ano]	-0,28

Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%

- c) Esta questão assume ainda particular importância quando a variação tarifária para as TAR proposta para o AG 2017-2018 é de 0% para os consumidores em BP com consumo anual  $\leq 10.000 \text{ m}^3$ , i.e., não implicando qualquer poupança no que toca a esta componente da fatura, no âmbito do mercado livre.
- d) Verificou-se, assim, que o atual modelo de comunicação da proposta de tarifas e preços do GN originou títulos na comunicação social, que anunciaram poupanças na fatura de gás natural para as famílias. No entanto, esta poupança apenas se verificará num universo reduzido de consumidores, criando-se assim expectativas junto da generalidade dos consumidores, quanto a uma futura poupança na sua fatura, que não se verificará na grande maioria.
- e) Deste modo, e reforçando o exposto, o CT considera que a comunicação de um preço regulado de venda a clientes finais, pela sua reduzida expressão de aplicação, poderá condicionar o funcionamento do mercado livre. Na realidade, a manutenção desta tarifa regulada e a sua

<sup>4</sup> Fonte: comunicado ERSE

comunicação, com a ênfase que lhe é dada, assemelha-se hoje à fixação de um preço de referência, extravasando a mera comunicação do mesmo.

- f) Por outro lado, este modelo de comunicação ao permitir a comparação entre tarifas reguladas com preços no mercado livre, pode conduzir, (dependendo do ciclo do mercado internacional e do preço do gás natural), os consumidores a uma predisposição de regresso aos CURRs.
- g) Reitera-se ainda, a recomendação anterior do CT relativamente à necessidade de a ERSE monitorizar e garantir, a adequada aplicação das TAR nos consumidores em regime de mercado liberalizado.

### **3 – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRs)**

- a) Tendo em conta a recente publicação da Portaria nº 144/2017, de 24 de Abril, que prolonga a extensão das tarifas transitórias de gás natural até ao final do ano 2020, considera o CT, tal como já referido em anteriores pareceres, que esta decisão vem reforçar a necessidade de repensar o modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso retalhista, assegurando uma melhor adequação à realidade do seu mercado e ao período de tempo que agora se estabelece para o seu funcionamento. Esta análise deve ser desejavelmente coordenada pela ERSE em conjunto com o governo e envolver os *stakeholders* do sector.
- b) Adicionalmente, torna-se fundamental que a ERSE garanta as condições necessárias para que os CURRs possam desempenhar a sua atividade de forma racional e eficiente sendo simultaneamente garantido o seu equilíbrio económico-financeiro.
- c) Neste contexto, e tendo em conta a decisão agora conhecida de prolongamento do período de duração das tarifas transitórias, que poderá conduzir ao exercício da atividade em níveis de proveitos permitidos muito reduzidos, o CT recomenda que a ERSE promova um exercício de monitorização dos parâmetros estabelecidos para os CURRs no início do período regulatório 2016-2019, de forma a aferir a sua adequação ao funcionamento destas empresas no novo enquadramento regulatório do sector, considerando a evolução previsível do seu universo

P  
B

atual de clientes, atendendo ainda às novas regras associadas ao código europeu de balanço entretanto implementadas.

#### **4 – TARIFA UGS-II E FLUXOS FINANCEIROS ASSOCIADOS**

- a) A tarifa UGS-II foi inicialmente criada para garantir a recuperação diferida dos desvios decorrentes da fixação de tarifas de energia reguladas de GN até 2010, que resultaram do diferencial entre esta tarifa regulada e o custo de GN regulado num período de grande volatilidade dos preços do GN nos mercados internacionais.
- b) Este diferencial deu origem a montantes tão significativos que a sua recuperação acabou por ser diferida por múltiplos anos, considerando três grandes grupos de consumidores:
  - I. para os clientes com consumos <10.000 m<sup>3</sup>/ano, tipicamente domésticos, o prazo foi fixado em 3 anos.
  - II. para os clientes >10.000 m<sup>3</sup>/ano durante 6 anos, com utilização tipicamente industrial, o prazo de seis anos. Esta recuperação foi, no entanto, suspensa no AG 2013-2014.
  - III. o único grupo de consumidores fora deste ajustamento foi o dos produtores de energia em regime ordinário que, por serem fornecidos a de preços de mercado desde o início da regulação, não tiveram acesso a tarifas reguladas.
- c) O objeto desta tarifa voltou a ser ampliado para acomodar a sustentabilidade dos CURRs na sua atividade de compra e venda. De facto, a transferência de consumidores dos CURRs para o mercado livre tem reduzido quer a sua base de fornecimentos, quer a de clientes, o que obrigou a tomar medidas para assegurar a recuperação dos custos e ajustamentos enquanto estas existirem. Deve referir-se que os montantes associados a esta componente devem tendencialmente reduzir-se, à medida que as generalidades dos consumos se transfirmam para o mercado livre.
- d) Foram agora propostas novas alterações ao RT relativamente à parcela II da Tarifa de UGS, para nela incluir o valor das transferências de fundos específicos, resultado de decisões de política energética fora do perímetro de decisão do regulador, com o objetivo de reduzir os custos de

consumo. Na opinião do CT, estas devem ser afetadas a tarifas de energia, como é a UGS-II evitando distorcer os custos de rede.

- e) O CT recomenda que a bem da não geração de défices tarifários, os montantes a transferir para tarifas sejam estabelecidos com base em recebimentos efetivos *ex ante* ao AG a que estas respeitam. Desta forma, evita-se que as tarifas assentem em supostos recebimentos de verbas que podem não ocorrer em tempo útil, obrigando ao financiamento do valor não recebido com o conseqüente aumento do endividamento e dos custos a suportar pelo setor.
- f) Adicionalmente, o CT recomenda que as contribuições de política energética para ajustamentos de custos de consumo dirigidas a determinados grupos de consumidores, sejam transferidas diretamente da origem para o operador de rede a que estes clientes a que estejam ligados, eliminando-se financiamentos intermédios geradores de menor transparência e maior complexidade na sua avaliação.
- g) Assim, o CT defende que as diversas tarifas UGS-II (UGSORT/UGSORD), devem refletir as contribuições individuais a receber por cada operador de rede e, conseqüentemente, ser diretamente aplicadas aos seus consumidores, sem a criação de novas transferências entre empresas operadoras que aumentam a complexidade dos fluxos financeiros no SNGN e não contribuem para a clareza das suas contas.
- h) O CT considera essencial para garantir a transparência e visibilidade dos custos para os consumidores, que a ERSE procure a simplificação do regime de fluxos financeiros entre empresas, atualmente em vigor. Com efeito, verifica-se uma situação de crescente complexidade e opacidade, particularmente evidenciada na figura “2-1 Fluxos Económicos e Financeiros do SNGN” do Documento “*Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o Ano Gás 2017-2018 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural.*”





## II - ESPECIALIDADE

### A - TARIFAS E PREÇOS PARA 2017-2018

#### 1. MERCADO LIVRE

- a) Com a Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, posteriormente transposta para o direito nacional, pelo Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, ficaram estabelecidas as regras comuns para o mercado interno do gás natural.
- b) De forma ativa com esta Diretiva foi promovida a abertura do mercado do gás natural, proporcionando a todos os clientes o direito de livre escolha de fornecedor e foram definidos prazos, organização e funcionamento do sector, condições de acesso ao mercado, bem como as atribuições e o papel das entidades reguladoras independentes.
- c) O Conselho de Ministros de 22 de junho de 2006 viria a aprovar, o seguinte calendário para a implementação do Mercado Livre:
  - a. Produtores de eletricidade em regime ordinário - janeiro de 2007;
  - b. Clientes com consumo anual superior a 1 milhão de m<sup>3</sup> (n) - janeiro de 2008;
  - c. Clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n) - janeiro de 2009;
  - d. Para todos os clientes - janeiro de 2010.
- d) Assim, desde 1 de janeiro de 2010 todos os consumidores passaram a escolher livremente o seu comercializador de gás natural.
- e) Foi no entanto definido que a liberdade de escolha do comercializador seria introduzida gradualmente e, para tal, construído um regime transitório, onde entre outros aspetos se destaca a figura do comercializador de último recurso (com o papel do fornecimento de gás natural aos consumidores que não optassem pela mudança de comercializador e com a

função de atuar enquanto o mercado liberalizado não estivesse a funcionar com plena eficácia e eficiência) e a “tarifa transitória” aprovada pela ERSE.

- f) Esta tarifa transitória ou tarifa de venda a todos os clientes finais do gás fornecidos pelos comercializadores de último recurso, teria um carácter restrito e provisório e apenas no período em que o mercado não assegurasse em termos competitivos e socialmente razoáveis o fornecimento de gás natural. Seria ainda acrescida de um fator de agravamento, para induzir a adesão gradual dos clientes às formas de contratação disponíveis no mercado, repercutindo-se a sua receita a favor dos consumidores de gás natural através da tarifa de uso global do sistema, em termos a regular pela ERSE.<sup>5</sup>
- g) O desenvolvimento verificado no mercado do gás natural veio, nos termos do Decreto-Lei 66/2010, de 11 de junho, justificar a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000 m<sup>3</sup>.
- h) Relativamente aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>, tem-se verificado o constante adiamento da extinção das tarifas transitórias.
- i) Ainda assim, o processo de liberalização do mercado de GN tem ocorrido de forma satisfatória, nomeadamente, criando potenciais vantagens, na medida em que o mercado disponibiliza já um número significativo de propostas comerciais interessantes para todos os segmentos de consumo.
- j) Com o processo de liberalização ainda em curso, tendo sido fixada nova data para a extinção das tarifas transitórias para fornecimento de gás natural a clientes finais (31 de dezembro de 2020) nos termos da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, é hoje possível aferir que o seu desenvolvimento já apresenta um significativo grau de demonstrado maturidade e está em linha com outros processos de liberalização, nomeadamente o espanhol.

---

<sup>5</sup> Decreto-lei 15/2015, de 30 de Janeiro

- k) Neste sentido, é entendimento do CT que a ERSE deve utilizar os instrumentos de que dispõe, para em conjunto com todos os agentes do sistema nacional de GN e os consumidores, continuarem o processo de criação de condições para a migração dos consumidores para o mercado livre.
- l) Para tal, o CT considera que urge colmatar o desinvestimento informativo a que o sector do GN tem sido votado, uma vez que só de forma ativa e informada será possível contribuir para a diversificação da matriz energética nacional, potenciar a liberdade de escolha dos consumidores e a competitividade da indústria nacional, principalmente a de maior intensidade energética, facilitar o desenvolvimento social e o bem-estar das populações e melhorar a segurança do abastecimento energético.
- m) O CT reitera a necessidade de divulgação atempada e atual, pela ERSE, dos Resumos Informativos de acompanhamento do mercado liberalizado, propondo ainda que a publicação desta informação venha a ser mensal, como forma de permitir um acompanhamento transparente do processo de liberalização.
- n) A este propósito o CT acompanha com preocupação a existência de algumas práticas comerciais mais agressivas que conjugadas com a iliteracia energética, a infoexclusão de muitos clientes e a dificuldade de perceção de algumas propostas comerciais, afetam o sucesso e a credibilidade do processo de liberalização em curso.
- o) Neste sentido considera o CT ser fundamental que a ERSE atue, no âmbito das suas competências, preferencialmente de forma preventiva, em especial no que respeita ao segmento dos clientes domésticos.
- p) O CT recupera a preocupação expressa em anteriores pareceres, recomendando a Aditividade plena das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF).
- q) O CT vinca de novo a importância do mercado organizado em Portugal, o MIBGAS, imperioso para a evolução do mercado grossista de GN na península ibérica, devendo a ERSE refletir e tomar as iniciativas necessárias para a concretização desta ambição.

## 2. COMERCIALIZADORES DE ULTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRs)

- a) Aquando do Parecer sobre a proposta de parâmetros a aplicar à atividade de CUR apresentada pela ERSE para o período regulatório 2016-2019, o CT alertou para a necessidade urgente de a ERSE tomar as medidas necessárias para garantir o desempenho desta atividade em condições sustentáveis do ponto de vista económico e operacional para as empresas.
- b) Esta recomendação decorria da demonstração de que apesar dos esforços apresentados pelos CURRs de adaptação à dimensão do seu mercado, nem sempre lhes era possível corresponder à repartição proposta pelo regulador para a estrutura de custos destas empresas entre fixos e variáveis e cumprir com os parâmetros de eficiência impostos.
- c) Num cenário de prolongamento da atividade destas empresas nos termos atuais, torna-se ainda mais evidente a urgência em assegurar a sustentabilidade destas empresas, designadamente garantindo-lhes a recuperação dos custos incorridos.
- d) O CT regista a incorporação nos ajustamentos dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural dos vários CURRs de um acerto relativo a anos anteriores, apesar de o motivo para o mesmo estar ainda a ser apurado, sendo que na maioria dos casos, estes acertos são no sentido de devolução de proveitos.
- e) Ora, no atual contexto, e tendo em conta o equilíbrio frágil destas empresas, como anteriormente referido, entende o CT que teria sido mais prudente se a ERSE tivesse optado por analisar em conjunto com as empresas a existência de facto destes desvios e dos respetivos motivos, procedendo posteriormente à sua correção, se se concluísse que esta era necessária.
- f) A título de exemplo, o CT nota que esta recomendação de uma mais aprofundada caracterização da situação, é tanto mais reforçada quando se observa no documento de Proveitos e Ajustamentos:
  - i. a própria ERSE reconhece que subsistem questões a clarificar (cf. Nota aos Quadros de Cálculo de Ajustamento da Função CVGN), onde se refere *“Este ajustamento corresponde a 1/3 do desajuste sistemático, e no mesmo sentido, apurado entre as*





*quantidades implícitas no valor do custo das mercadorias vendidas e as quantidades implícitas nas vendas, cujo motivo está a apurar-se”;*

- II. uma evidente falta de clarificação da metodologia de cálculo dos valores, apenas sendo indicada a verba alocada como Ajustamento no AG2017-18, supostamente 1/3 da total, sendo que no caso da Setgás é referida a inclusão de um acerto referente a 2011;
- III. em alguns casos (Beiragás, Duriensegás), o valor dos Proveitos Permitidos dos CURRs na sua atividade *core* (Comercialização) é da própria ordem de grandeza do ajustamento, podendo colocar em causa a disponibilidade financeira das empresas.

### **3. DINAMIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES**

- a) A ERSE tem vindo a tomar algumas iniciativas que visam a dinamização da utilização do terminal de GNL de Sines de forma a assegurar a sua sustentabilidade, por um lado, e contribuir para a dinamização e competitividade do mercado nacional de gás natural por outro lado.
- b) A este propósito, refira-se nomeadamente a recente iniciativa no âmbito da revisão do Manual de Procedimentos de Acesso ao Sistema (MPAI), onde o regulador propôs um novo mecanismo de acesso a esta infraestrutura, designado por “Mecanismo de Continuidade”, com o objetivo de potenciar a sua utilização por diversas tipologias de comercializadores, relativamente ao qual o CT recomendou o aprofundamento da respetiva caracterização.
- c) Na sua proposta de tarifas e preços para o AG2017-2018, a ERSE vem propor um aumento de 5% na tarifa de uso do terminal de GNL de Sines, apesar de, por um lado, ocorrer apenas um aumento marginal dos proveitos a recuperar de 1,4% e, por outro, se prever um aumento significativo das quantidades regaseificadas estimadas para esta infraestrutura de 13,1%.
- d) De salientar também que o valor total de proveitos permitidos diminui de forma substancial, de 48.6 M€ no AG2016-17 para 42.9 M€ no AG2017-18, alterando-se, no entanto, de forma ainda mais significativa o montante a recuperar via UGS, de 12,7 M€ em 2016-2017 para 6,5 M€ em 2017-2018.



P  
13

- e) O CT faz notar que, ao diminuir para aproximadamente metade o valor de proveitos a recuperar através da UGS, a ERSE deixa de sinalizar o movimento de redução dos proveitos permitidos associados a esta infraestrutura e, conseqüentemente, o seu nível tarifário, o que o CT considera seria o cenário mais desejável para viabilização dos níveis de procura assumidos, afetando de forma negativa a sua competitividade e a ambicionada dinamização do terminal.
- f) O CT considera por isso que a melhor forma de assegurar os objetivos anteriormente referidos seria a manutenção das tarifas do AG em vigor para o uso do terminal de GNL de Sines, reforçando a aposta na respetiva competitividade e reconhecendo, o momento especialmente favorável na sua utilização, assegurando deste modo a estabilidade e previsibilidade tarifárias.
- g) Por outro lado, o CT regista também que a ERSE assume no documento de estrutura tarifária o objetivo expresso de igualar a tarifa de armazenagem nos tanques de GNL ao resultado da soma da tarifa de armazenagem no armazenamento subterrâneo com a tarifa de injeção e a tarifa de extração. O CT considera que este objetivo carece de uma justificação mais sustentada considerando que a forçada igualização entre as tarifas de armazenamento subterrâneo e as tarifas de armazenamento nos tanques de GNL parece desadequada.
- h) Adicionalmente, considerando o enquadramento global da proposta tarifária para o AG2017-18, o CT considera que seria possível à ERSE manter a tarifa de acesso ao terminal de Sines no nível do AG2016-17, através de uma diminuição menos pronunciada do valor de proveitos a recuperar através da UGS.
- i) Desta forma, considerando que no decurso do AG2017-18, por um lado, não se preveem alterações aos mecanismos de acesso ao terminal para os comercializadores que assegurem uma utilização mais competitiva, e por outro, de forma a promover a continuação de uma utilização mais acentuada desta infraestrutura como a que se tem vindo a efetuar nos últimos meses, o CT recomenda que a ERSE promova as medidas necessárias para assegurar, no mínimo, a manutenção da tarifa de uso do terminal de GNL de Sines no AG2017-18 ao nível do praticado no AG2016-17, nomeadamente por manutenção do valor da transferência da UGS estabelecido para este último AG.







#### 4. NÍVEL TARIFÁRIO

- a) O proveito unitário médio das redes e infraestruturas obtido ao dividir os proveitos regulados sem ajustamentos pelas quantidades veiculadas, traduz um indicador que o CT tem vindo a acompanhar nos últimos anos.
- b) Pretende-se assim identificar o contributo unitário médio do custo das Infraestruturas e redes de GN para o preço final da energia consumida, tendo por base os níveis de consumo globais, os ativos associados e a sua remuneração, bem como os custos operacionais regulados, sem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores.
- c) Esta análise reflete a utilização, é independente dos perfis de consumo individuais e dos efeitos da estrutura tarifária ou erros de estimativa, sendo característico da rede ou infraestrutura tendo por base os seus proveitos e os consumos globais.
- d) Os custos comparados das infraestruturas entre Portugal e Espanha têm por base os valores de proveitos e consumos publicados em Espanha pela CNMC no âmbito da publicação de tarifas e os valores da proposta de tarifas em discussão.

**TERMINAL**  
(energia regaseificada)

PORTUGAL	2016-17	2017-18
	2,6	2,2

ESPAÑA	2016	2017
	3,4	2,9

Pt/Ea            76%            77%

Tabela: Proveitos unitário do terminal de GNL (€/MWh)

- e) O terminal nacional teve uma redução do preço médio de 13% face ao ano-gás anterior refletindo a sua maior utilização, e mantém-se como uma infraestrutura com um custo médio

P  
B.

significativamente inferior ao de Espanha, mesmo tratando-se de uma unidade substancialmente mais recente que a média dos terminais em Espanha.



	TRANSPORTE		DISTRIBUIÇÃO	
	(energia à saída da rede)			
<b>PORTUGAL</b>	2016-17	2017-18	2016-17	2017-18
	1,7	1,7	9,0	9,2
<b>ESPAÑA</b>	2016	2017	2016	2017
	2,6	2,5	9,5	9,6
Pt/Ea	64%	66%	94%	95%

Tabela: Proveltos unitário das redes de GN (€/MWh)

- f) A rede de transporte tem um custo unitário em linha com o verificado no ano-gás anterior, nota-se que estes custos são referentes apenas ao transporte (tarifa URT) e não incluem o efeito da tarifa de uso global do sistema. Os custos são significativamente inferiores aos de Espanha.
- g) No caso da distribuição esta mantém-se abaixo dos valores médios de Espanha, situação que foi atingida já neste novo período de regulação pois anteriormente era superior.
- h) O CT reconhece que, sem o efeito de ajustamentos ou da aplicação das tarifas que conduza a uma distribuição específica dos custos de uso das redes pelos utilizadores diferente do seu proveito médio, as infraestruturas e redes de gás em Portugal em termos médios apresentam um nível de utilização e de proveitos que comparam favoravelmente com as restantes no mercado ibérico.
- i) Sem prejuízo do anteriormente referido, o CT reconhece que as opções tarifárias assumidas pela ERSE podem conduzir a resultados para os utilizadores distintos dos aqui analisados, uma vez que na maior parte das infra-estruturas são tidas em conta outras variáveis que não apenas as quantidades veiculadas para a definição de tarifas, designadamente a capacidade utilizada.

7



*Handwritten initials: P, B, J*

Um exemplo claro desta divergência é o caso do terminal de GNL de Sines, para o qual a ERSE propõe um aumento médio de 5% na tarifa de acesso, apesar da redução verificada no nível dos proveitos permitidos.

## 5. TARIFAS

### 5.1. TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

- a) O CT regista que para nenhum nível de pressão se verifica subida das tarifas de acesso às redes, seguindo a tendência do ano anterior. Nota também a descida substancial das TAR para os consumidores no nível de pressão AP e também a redução nas tarifas de acesso dos clientes em MP e BP> e a manutenção das TAR para os clientes em BP≤:

#### Variação anual das tarifas de acesso às redes

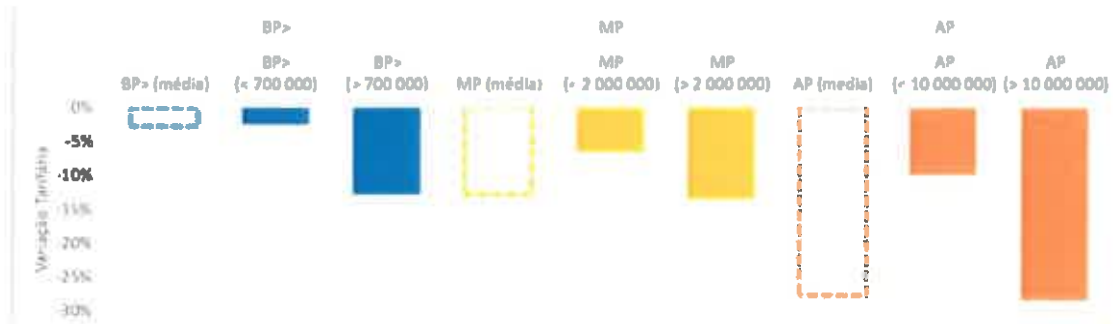
Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Baixa pressão com consumo ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	0,0%
Baixa pressão com consumo > 10 000 m <sup>3</sup> /ano	-2,7%
Média pressão	-13,1%
Alta pressão	-28,3%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018"

- b) Desagregando por nível de pressão e escalão de consumo, o CT reconhece o esforço de maior redução para os clientes com maior consumo, que conduz a um tarifário mais proporcional ao consumo e menos centrado no nível de pressão a que estão ligados os consumidores. No entanto, salienta-se o aumento do diferencial entre as tarifas de acesso de MP e AP para os mesmos níveis de consumo.



**Figura 9-2 - Variação tarifária por nível de pressão e por escalão de consumo**



Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG2017-2018"

- c) 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.
- d) Sabendo que a economia portuguesa continua numa situação frágil, é importante que se promova a competitividade das empresas e a defesa do emprego, nomeadamente através do aumento das exportações e da substituição das importações por produção nacional. O CT sublinha que a ERSE, tendo em conta a sustentabilidade do SNGN, tem, neste capítulo, responsabilidades que não podem ser descuradas.
- e) Para a redução das TAR contribuiu fortemente a diminuição de custo associado ao uso global do sistema. A variação anual das tarifas por atividade traduz-se na seguinte tabela:





**Variação anual das tarifas por atividade**

Tarifas por atividade	Varição tarifária 2017-2018/2016-2017
<b>Infra-estruturas de Alta Pressão</b>	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4%
<b>Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema</b>	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-55%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-2%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG2017-2018"

- f) No entanto, verifica-se que as variações das tarifas por atividade não são repercutidas na mesma proporção pelos diversos escalões de consumo, não sendo clara a metodologia utilizada para a repartição que levou a tais diferenças, nomeadamente como estas variações se conjuga com os dados constantes no documento de Caracterização da Procura:

	Uso global do sistema	Uso da rede de transporte	Uso rede de distribuição MP	Uso da rede de distribuição BP
Alta pressão - Centros electroprodutores	-22,3%	-4,7%		
Alta pressão	-49,3%	-4,7%		
Média Pressão	-53,9%	16,6%	1,6%	
Baixa pressão com consumos superiores a 10 000m3	-53,9%	16,6%	1,6%	1,2%
Baixa pressão com consumos inferiores a 10 000m3	-29,7%	16,6%	1,6%	-4,9%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2017-2018", ponto 6.2 - Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes





P  
N.  
A

- g) Entende assim o CT que, por uma questão de transparência, a ERSE deveria explicitar os critérios de divisão dos custos globais por nível de pressão e de escalão de consumo, que originaram estas diferentes variações das tarifas por atividade para cada escalão de consumo. Sendo a composição das TAR caracterizadas pelos princípios da aditividade tarifária, deve ser clara a não proporcionalidade nas variações das tarifas de acesso à rede.
- h) O CT considera, tal como referido em pareceres anteriores, que permanece ainda alguma falta de informação relativa à repartição dos custos das UGS-I (operação do sistema) e UGS-II (desvios de aquisição de energia) e o seu reflexo em cada nível de pressão e de escalão de consumo.
- i) O Ponto 6.1.3 da proposta de tarifas e preços de gás natural refere que os comercializadores são livres na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia.
- j) O CT reforça a recomendação constante de pareceres anteriores, no sentido de que seja feita uma revisão deste conceito e definida, por via regulamentar, a inclusão deste parâmetro nas tarifas de acesso de cada nível de pressão. Entende o CT que dessa forma se aumentará a transparência, equidade e uniformidade nas faturas e a comparabilidade por parte dos consumidores das propostas comerciais.
- k) O CT vem mais uma vez reforçar o interesse de uma estrutura tarifária baseada em volumes de consumo (p.ex. pela aplicação de tarifas de enchimento) e não apenas nos níveis de pressão, ou escalões de consumo, que não tem permitido evitar a existência de descontinuidades tarifárias, nos pontos de transição de escalões de consumo.
- l) Neste sentido, e tendo por base o que é referido<sup>6</sup>, o CT:

---

<sup>6</sup> Primeiro parágrafo da página 68 da "ESTRUTURA TARIFÁRIA NO AG2017-2018"



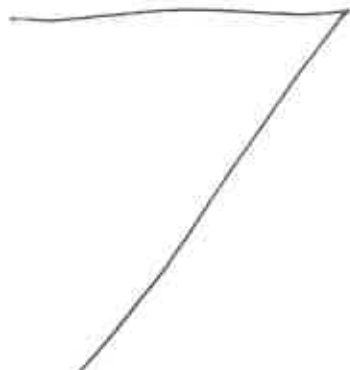
P  
h.  
y

- I. Regista que "nas tarifas a vigorarem no AG 2017-2018 são reduzidos os diferenciais de preços nas zonas de fronteira das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos";
  - II. Vinca que o objetivo de redução dos diferenciais deverá continuar "a ser perseguido nos próximos exercícios tarifários".
- m) Finalmente, tal como referido no anterior parecer, 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.

## **5.2. TARIFA OPCIONAL MP (DESCONTO TARIFA MP-AP)**

### **1) CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE**

- a) O CT considera positiva a proposta de alargamento da aplicação de Tarifas de Acesso às Redes Opcionais aos grandes consumidores ligados à rede de Baixa Pressão (BP) e já faturadas com as Tarifas de Média Pressão (MP).
- b) Sem prejuízo do anterior, o CT regista que, enquanto no ano transato este desconto estava disponível para clientes com consumos superiores a 10 Mm<sup>3</sup>/ano, na proposta para o AG2017/18 o desconto fica disponível para qualquer cliente com acesso a Tarifa MP (ie. com consumos superiores a 1 Mm<sup>3</sup>/ano).
- c) Esta alteração não parece coerente com o conceito que levou ao estabelecimento desta tarifa, que buscava limitar os pedidos de acesso a AP, que só faria sentido em clientes de dimensão significativa.
- d) Com efeito, numa situação de multiplicação de pedidos de ligação à rede de AP, pela exiguidade do desconto resultante da fórmula apresentada pela ERSE, poder-se-á verificar uma opção de clientes de menor dimensão pela construção de ramal em AP para aceder à





P  
B

correspondente tarifa, com a conseqüente diminuição de gás veiculado nas redes de distribuição, e aumento da tarifa de distribuição.

- e) Deste modo, o CT recomenda que se mantenha a elegibilidade deste Desconto MP-AP apenas para os clientes com consumo acima de 10 Mm<sup>3</sup>/ano, em coerência com os objetivos com que foi criado.

## 2) PROPOSTA DE TARIFAS

- a) A proposta de Tarifas e Preços em apreciação evidencia reduções nas TAR em Alta Pressão (AP >= 10 Milhões m<sup>3</sup>; 28,2%), (AP < 10 Milhões m<sup>3</sup>; 10,6%) enquanto para os clientes ligados em MP >= 2 Milhões m<sup>3</sup> essa descida é 14,4%. Assim sendo, o diferencial de custo entre TAR em AP e as de MP e BP, irá por isso aumentar significativamente, podendo voltar a ser atrativo o investimento num ramal de ligação à rede AP.
- b) O CT verifica também que o 1º termo, que representa o diferencial por unidade de energia consumida entre as TAR MP (>2 Milhões m<sup>3</sup>) e AP (<10 Milhões m<sup>3</sup>), da equação de cálculo da compensação (desconto) foi alterado (reduzido de 0,001629 para 0,001265) face à do período anterior (2016-2017), o que irá provocar uma descida significativa dessa compensação.
- AG2016/2017: Desconto [€/kWh] =  $0,001629 - (35\ 030 \times d^7 + 39\ 596) \times 1/W^8$
- AG2017/2018: Desconto [€/kWh] =  $0,001265 - (35\ 030 \times d + 39\ 596) \times 1/W$
- c) O CT considera desadequado que o diferencial por unidade de energia consumida, 1º termo da equação, seja determinado entre as tarifas de acesso às redes em MP (> 2 Milhões m<sup>3</sup>) e AP (<10 Milhões m<sup>3</sup>), quando o CT entende que esse diferencial deveria ser determinado entre as tarifas de acesso às redes em MP (> 2 Milhões m<sup>3</sup>) e AP (>= 10 Milhões

<sup>7</sup> D= distância à rede de Transporte, em Km;

<sup>8</sup> W= consumo anual, em kWh;



P  
h.  
g.

m<sup>3</sup>), evitando-se assim a degradação, face ao ano anterior, da proximidade tarifária dos grandes consumidores (>10 Milhões m<sup>3</sup>/ano) ligados às redes MP ou BP.

- d) O CT alerta, por isso, para a necessidade da manutenção de uma compensação suficientemente atrativa, por forma a desincentivar os grandes consumidores de GN a realizarem investimentos na rede de transporte em AP, que sendo economicamente desnecessários, podem contribuir para o aumento global das tarifas de acesso às redes.
- e) Em qualquer caso o CT considera que este tipo de compensação deverá ser fixado, tendencialmente para um período temporal coincidente com o Período Regulatório, garantido assim a necessária previsibilidade e estabilidade tarifária, evitando frustrações de expectativas, e contribuindo para decisões sustentadas de investimento, nomeadamente para este segmento de clientes.

### **5.3. TARIFA FLEXÍVEL DE USO DA REDE DE TRANSPORTE POR PONTO DE SAÍDA COM CONTRATAÇÃO DIÁRIA**

- 1) Na introdução desta opção tarifária de acesso às redes no AG2016-2017, a ERSE defendeu um agravamento prudencial dos preços aplicáveis no primeiro ano do Período Regulatório 2016-2019 por um fator de 25%.
- 2) Esta decisão baseou-se na consideração de que os resultados dos estudos realizados previamente, divulgados na Consulta Pública lançada em 2015 para a Revisão Regulamentar, incidiam sobre anos já transcorridos, devendo precaver-se a incerteza de atuação dos agentes face a uma nova opção tarifária, de molde a garantir a inexistência de subsidiação cruzada nas condições simuladas, ou seja, sem perda de receita para o sistema de gás natural a pagar nos anos seguintes por todos os consumidores.
- 3) Ora, como foi possível constatar durante o AG2016-2017, a introdução desta opção tarifária não conduziu a comportamentos inesperados ou desviantes por parte dos agentes, não resultando em prejuízo para o SNGN.

P  
Bj

- 4) Neste sentido, o CT recomenda que no AG2017-2018 este agravamento extraordinário e prudencial seja reavaliado, recuperando-se os níveis de preços sugeridos na aludida Consulta Pública de 2015, mitigando a assimetria de preços com o mercado espanhol.
- 5) Adicionalmente o CT sugere também a análise de outras formas de contratação, recorrendo nomeadamente ao empilhamento de diferentes opções tarifárias no mesmo ponto de entrega.

#### 5.4. TARIFA DE ENERGIA E TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDAS A CLIENTES FINAIS

- 1) O CT nota que a ERSE procedeu a uma revisão relevante da Tarifa de Energia (TE) a ser praticada pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG), nas vendas aos CURRs, com um aumento significativo da componente energia (22,0%), que se reflete numa variação de 18,6% na TE:

<b>Tarifa de Energia</b>			
<b>CURG =&gt; CURRs</b>			
<b>€/MWh</b>	<b>Proposta AG2017-18</b>	<b>AG2016-17</b>	
Custo GN	18.9152	15.5093	22.0%
Outros Custos	1.8818	2.0207	-6.9%
<b>Tarifa Energia</b>	<b>20.7970</b>	<b>17.5300</b>	<b>18.6%</b>

- 2) No entanto, a proposta anuncia uma diminuição de 1,1% na TTVCF em BP<, a qual incorpora nomeadamente a manutenção das TAR para estes consumidores:





P  
B

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Baixa pressão com consumo $\leq 10\ 000\ m^3/ano$	0,0%
Baixa pressão com consumo $> 10\ 000\ m^3/ano$	-2,7%
Média pressão	-13,1%
Alta pressão	-28,3%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG2017-2018"

- 3) Considerando o peso da TE na TTVCF de segmento BP< (cerca de 34%, cf. Figura 6-25 do Documento "Proposta" da ERSE), o CT conclui que, ou a ERSE não repercutiu integralmente o aumento da energia nestas tarifas - com o conseqüente indesejável potencial de criação de défices tarifários nos CURRs -, ou diminuiu o fator de agravamento das tarifas transitórias - o que contraria o desejado incentivo à mudança dos consumidores para mercado liberalizado.
- 4) Deste modo, o CT recomenda que a ERSE explicita o racional das decisões, que levaram a estas diferenças quantitativas relevantes na variação destas tarifas.

#### 5.5. TARIFA SOCIAL E ASECE

- 1) O estabelecimento no mercado do setor do gás natural de mecanismos de combate à pobreza e à exclusão social dos consumidores economicamente vulneráveis, remonta a 2011, através da instituição da Tarifa Social (TS) e do ASECE - apoio social extraordinário aos consumidores de energia - por via, respetivamente, dos decretos-lei n.º 101/2011, e 102/2011, ambos de 30 de setembro.
- 2) Com a entrada em vigor da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento de Estado para 2016, estes mecanismos de proteção dos consumidores economicamente vulneráveis foram sujeitos a uma profunda revisão, em especial, através da revogação do

7

P  
B

ASECE e sua incorporação na TS e da criação de um modelo único e automático de acesso à TS potenciando o alargamento do número de beneficiários dos mesmos.

- 3) Para o AG 2017/2018, a proposta de tarifas e preços agrega na TS de venda a clientes finais [aplicável aos beneficiários do *Rendimento Social de Inserção*, *Complemento Solidário para Idosos*, do *Subsídio Social de Desemprego*, do *1º Escalão do Abono de Família* e da *pensão Social de Invalidez*] os dois descontos anteriormente atribuídos de modo autónomo, correspondendo a um desconto médio de 31,2% face às TTVCF.
- 4) O CT tem, reiterada e insistentemente, reconhecido a importância e o impacto destes mecanismos na esfera dos consumidores economicamente mais vulneráveis permitindo-lhes, num contexto de emergência social, aceder com dignidade a um serviço público essencial como é o caso do gás natural.
- 5) Nesse sentido, o CT reafirma a importância de conhecer, monitorizar e acompanhar a aplicação do novo regime da TS de modo a assegurar a sua efetiva fruição por parte dos consumidores economicamente vulneráveis.
- 6) O CT constata que a ERSE na Proposta de Tarifa e Preços em apreciação não inclui informação sobre a aplicação do novo regime da TS, *maxime* a caracterização e modelo de financiamento desta tarifa, número de consumidores abrangidos e eventuais compressões e dificuldades sinalizadas.
- 7) Com tal objetivo, o CT retoma e reitera as recomendações já formuladas na Proposta de Tarifas e Preços para o AG antecedente, a saber:
  - a. Inclusão na proposta de tarifas e preços de informação detalhada sobre o número de consumidores beneficiários da tarifa social do setor do gás natural;
  - b. Avaliação e caracterização do novo regime da TS e respetivo modelo de financiamento;
  - c. Balanço da atividade inspetiva da ERSE relacionada com a aplicação da TS.





P  
B

## 6. 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 do subsolo (TOS). Por sua vez, os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito de estas 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) Com a aprovação da Lei 42/2016 de 28 de dezembro, que consagra o Orçamento de Estado para 2017, estabeleceu-se no seu art.º 85º/3 que a TOS *“é paga pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo ser refletida na fatura dos consumidores”*.
- 3) Por outro lado, o art.º 70º do Decreto-lei 25/2017 de 3 de março, diploma de execução orçamental, veio consagrar os procedimentos que deverão ser efetuados para a efetivação da medida implementada pela Lei do OE.
- 4) Sem prejuízo das alterações legislativas verificadas, considera o CT essencial, reiterar as recomendações apresentadas em pareceres anteriores, respeitantes à necessidade de criação de limites na fixação da TOS, por se manter a sua pertinência.
- 5) 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:

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

Taxas de Ocupação do Subsolo			
Nível de Pressão	TW	TF	
	(Eur/kWh)	(Eur/mês)	(Eur/dia)
MP e BP>	0,000036169	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 m<sup>3</sup>

BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>

7



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

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo €/ha	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Lisboagás	Alenquer	0,004544	0,008908	2,568168	0,000482
Setúbal	Almada	0,003618	0,003108	2,044948	0,000384
Lisboagás	Amadora	0,002072	0,001780	1,171195	0,000220
Lusitaniagás	Aveiro	0,004141	0,008557	2,340842	0,000439
Lisboagás	Azambuja	0,005071	0,004356	2,866213	0,000538
Setúbal	Barcelos	0,007649	0,006571	4,111184	0,000812
Paços	Baja	0,036907	0,031705	20,800246	0,003914
Portgás	Braga	0,002083	0,001780	1,177586	0,000221
Lisboagás	Cascais	0,021586	0,018887	12,426559	0,002332
Duroniagás	Chaves	0,002110	0,001812	1,192379	0,000224
Lusitaniagás	Coimbra	0,003009	0,002585	1,700972	0,000319
Lusitaniagás	Condeixa	0,009072	0,006639	1,736336	0,001226
Beiragás	Covilhã	0,014503	0,001048	13,848807	0,002599
Portgás	Esposende	0,002123	0,001823	1,199703	0,000225
Lusitaniagás	Estarreja	0,004897	0,004207	2,767936	0,000519
Dianagás	Évora	0,010954	0,009419	6,197224	0,001169
Portgás	Fafe	0,001458	0,001233	0,824548	0,000355
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,000883	0,000071	0,048680	0,000006
Beiragás	Fundão	0,001973	0,001695	1,111536	0,000209
Portgás	Goandomar	0,000286	0,000246	0,161903	0,000030
Portgás	Guimarães	0,001112	0,000956	0,628673	0,000118
Lisboagás	Lisboa	0,007493	0,006402	4,212289	0,000790
Lisboagás	Loures	0,011527	0,008902	6,515384	0,001223
Beiragás	Lousã	0,000958	0,000478	0,914284	0,000059
Lisboagás	Maia	0,010417	0,008948	5,887858	0,001105
Portgás	Mala	0,007280	0,006283	4,120497	0,000773
Portgás	Matosinhos	0,007474	0,006421	4,224509	0,000793
Lusitaniagás	Mealhada	0,011072	0,009513	6,258062	0,001174
Dourogás	Mirandela	0,003155	0,002711	1,788515	0,000335
Setúbal	Moita	0,018880	0,016219	10,671067	0,002002
Lisboagás	Odivelas	0,008836	0,007580	4,994086	0,000937
Lisboagás	Oeiras	0,005830	0,004836	3,182010	0,000517
Lusitaniagás	Ovar	0,004344	0,003731	2,455101	0,000461
Setúbal	Palmeira	0,007883	0,006857	4,511819	0,000847
Dourogás	Pego da Régua	0,000067	0,000067	0,037593	0,000067
Portgás	Porto	0,005241	0,002784	1,831791	0,000344
Portgás	Póvoa Varzim	0,007517	0,006456	4,248767	0,000797
Portgás	Santo Tirce	0,000364	0,000313	0,209595	0,000039
Setúbal	Seixal	0,014592	0,012963	8,194298	0,001526
Dianagás	Sines	0,006636	0,005701	3,750881	0,000704
Lisboagás	Sintra	0,018403	0,015800	10,801418	0,001852
Lisboagás	Tomas Vedras	0,009495	0,008157	5,966739	0,001007
Portgás	Valongo	0,000555	0,000477	0,915698	0,000059
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,010159	0,008722	5,788566	0,001077
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,000469	0,000403	0,265032	0,000050
Portgás	Vila Nova Gaia	0,003772	0,003240	2,131974	0,000400
Portgás	Vizela	0,001886	0,001706	1,122763	0,000221

Fonte: Área de concessão da Portgás<sup>22</sup>, áreas de concessão do Grupo GALP<sup>24</sup>, área de concessão da Tagusgás<sup>23</sup>, e área de concessão da Sonorgás<sup>21</sup>.

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

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Acesso Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Acesso Mensal
Lisboagás	Alenquer	4,5	12,2%	1,0	12,2%
Setúbal	Almada	3,6	9,7%	0,8	9,7%
Lisboagás	Amadora	2,0	5,6%	0,4	5,6%
Lusitaniagás	Aveiro	4,1	11,1%	0,9	11,1%
Lisboagás	Azambuja	5,0	13,7%	1,1	13,7%
Setúbal	Barcelos	7,5	20,6%	1,7	20,6%
Portugal	Beja	36,4	99,4%	8,0	99,4%
Portugal	Bragança	2,1	5,6%	0,5	5,6%
Lisboagás	Cascais	21,7	59,2%	4,8	59,2%
Dumensegás	Chaves	2,1	5,7%	0,5	5,7%
Lusitaniagás	Coimbra	3,0	8,1%	0,7	8,1%
Lusitaniagás	Condeixa	3,0	8,3%	0,7	8,3%
Beiragás	Covilhã	24,2	66,0%	5,3	66,0%
Portugal	Esposende	2,1	5,7%	0,5	5,7%
Lusitaniagás	Estarreja	4,8	13,2%	1,1	13,2%
Dianagás	Évora	10,8	29,5%	2,4	29,5%
Portugal	Fafe	1,4	3,9%	0,3	3,9%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Beiragás	Fundão	1,9	5,3%	0,4	5,3%
Portugal	Gandomar	0,5	0,8%	0,1	0,8%
Portugal	Guimarães	1,1	3,0%	0,2	3,0%
Lisboagás	Isbova	7,3	20,1%	1,6	20,1%
Lisboagás	Louses	11,4	31,0%	2,5	31,0%
Beiragás	Lousã	0,5	1,5%	0,1	1,5%
Lisboagás	Maia	10,3	28,0%	2,3	28,0%
Portugal	Maia	7,2	19,6%	1,6	19,6%
Portugal	Matosinhos	7,4	20,1%	1,6	20,1%
Lusitaniagás	Mealhada	10,9	29,8%	2,4	29,8%
Douragás	Mirandela	1,1	3,5%	0,2	3,5%
Setúbal	Moita	18,6	50,8%	4,1	50,8%
Lisboagás	Odivelas	8,7	23,8%	1,9	23,8%
Lisboagás	Oeiras	5,6	15,2%	1,2	15,2%
Lusitaniagás	Ovar	4,3	11,7%	0,9	11,7%
Setúbal	Palmela	7,9	21,5%	1,7	21,5%
Douragás	Pese da Régua	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Portugal	Porto	3,2	8,7%	0,7	8,7%
Portugal	Póvoa Varzim	7,4	20,2%	1,6	20,2%
Portugal	Santo Tirso	0,4	1,0%	0,1	1,0%
Setúbal	Seixal	14,2	38,7%	3,1	38,7%
Dianagás	Sines	6,5	17,9%	1,4	17,9%
Lisboagás	Sintra	18,1	49,5%	4,0	49,5%
Lisboagás	Tomas Vedras	9,4	25,6%	2,1	25,6%
Portugal	Valongo	0,5	1,5%	0,1	1,5%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	10,0	27,3%	2,2	27,3%
Portugal	Vila Nova Famalicão	0,3	1,3%	0,1	1,3%
Portugal	Vila Nova Gaia	1,7	10,2%	0,4	10,2%
Portugal	Vizela	2,0	5,3%	0,4	5,3%



P  
Bj

**Quadro I - 4 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacto 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
Uboagás	Alenquer	4,5	7,1%	1,0	3,1%
Setgás	Almada	1,6	5,6%	0,8	2,5%
Uboagás	Amadora	2,0	5,2%	0,4	1,4%
Lusitanagás	Aveiro	4,1	6,4%	0,9	2,9%
Uboagás	Azambuja	5,0	7,9%	1,1	3,5%
Setgás	Barcelo	7,5	11,9%	1,7	5,2%
Paagás	Beja	36,4	57,9%	8,0	25,3%
Portgás	Bragá	2,1	3,2%	0,5	1,4%
Uboagás	Cascais	21,7	34,2%	4,8	15,0%
Durlansegás	Chaves	2,1	3,3%	0,5	1,4%
Lusitanagás	Coimbra	3,0	4,7%	0,7	2,1%
Lusitanagás	Condeixa	5,0	4,8%	0,7	2,3%
Beiragás	Covilhã	24,2	38,1%	5,5	16,8%
Portgás	Esposende	2,1	3,5%	0,5	1,5%
Lusitanagás	Estarreja	4,8	7,6%	1,1	3,4%
Dianagás	Évora	10,8	17,0%	2,4	7,5%
Portgás	Fafe	1,4	2,3%	0,3	1,0%
Lusitanagás	Figueira da foz	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Beiragás	Fundão	1,9	3,1%	0,4	1,4%
Portgás	Gondomar	0,3	0,4%	0,1	0,3%
Portgás	Gulmarães	1,1	1,7%	0,2	0,8%
Uboagás	Lisboa	7,3	11,6%	1,6	5,1%
Uboagás	Loures	11,4	17,9%	2,5	7,9%
Beiragás	Lousã	0,5	0,9%	0,1	0,4%
Uboagás	Mafra	10,3	16,2%	2,3	7,1%
Portgás	Mala	7,2	11,3%	1,6	5,0%
Portgás	Matosinhos	7,4	11,6%	1,6	5,1%
Lusitanagás	Mealhada	10,9	17,2%	2,4	7,6%
Douragás	Mirandela	1,1	4,9%	0,7	2,2%
Setgás	Moita	28,6	29,3%	4,1	12,9%
Uboagás	Odivelas	8,7	11,7%	1,8	6,0%
Uboagás	Oeiras	5,6	8,7%	1,2	3,9%
Lusitanagás	Ovar	4,3	6,7%	0,9	3,0%
Setgás	Palmela	7,5	12,4%	1,7	5,5%
Douragás	Peso da Régua	0,1	0,1%	0,0	0,0%
Portgás	Porto	3,2	5,0%	0,7	2,2%
Portgás	Póvoa Varzim	7,4	11,7%	1,6	5,1%
Portgás	Santo Tirso	0,4	0,6%	0,1	0,2%
Setgás	Salzal	14,2	22,4%	3,1	9,5%
Dianagás	Sines	6,5	10,3%	1,4	4,5%
Uboagás	Sintra	18,1	28,6%	4,0	12,6%
Uboagás	Torres Vedras	9,4	14,7%	2,1	6,5%
Portgás	Valongo	0,5	0,9%	0,1	0,4%
Uboagás	Vila Franca de Xira	10,0	15,8%	2,2	6,9%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,5	0,7%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	3,7	5,9%	0,8	2,6%
Portgás	Vizela	2,0	3,1%	0,4	1,4%



- 6) **Importa reforçar que se trata dos valores em vigor em abril de 2017, podendo os mesmos ser alterados durante o AG2017-2018, designadamente em janeiro de 2018. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2016 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, ou resultantes de acordo entre cada autarquia e o ORD com atividade no município.**
- 7) **O CT tem, recorrentemente nos seus pareceres, e com bastante enfoque no Parecer de Tarifas e Preços GN 2015-2016, alertado e demonstrado, entre outros:**
- a. **a heterogeneidade de taxas entre municípios tem sido causa de acentuadas diferenças no preço final faturado aos consumidores de GN. A reforçar esta idela constata-se a existência de municípios onde as TOS têm um peso de mais de 50% quando comparados com as TAR e um peso na fatura final dos consumidores superior a 10%;**
  - b. **alterações sistemáticas destas taxas impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica;**
  - c. **considerando que a informação sobre as TOS é de difícil consulta por se encontrar 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 desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura.**
- 8) **Volvidos 10 anos sobre a entrada em vigor da referida legislação, o CT reitera ainda 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 e diferenciadas, têm nos consumidores e na sustentabilidade do sistema de GN, propondo**

P  
B

nomeadamente, a alteração da legislação em vigor estabelecendo tetos máximos de taxas a aplicar, (como se verifica p.ex. no IMI e telecomunicações).

## 7. 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.

	2016E	2017E	2018P	TOTAL
RNTGN	8,42	7,09	4,32	19,83
Terminal de GNL de Sines	2,68	1,17	1,13	4,98
Armazenamento Subterrâneo	0,9	4,9	4,2	10
RNTIAT	12	13,16	9,65	34,81
RNDGN	41,56	61,56	52,08	155,2
<b>RNDGN</b>	<b>53,56</b>	<b>74,72</b>	<b>61,73</b>	<b>190,01</b>

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, de modo a que se perceba de que forma a rotação do ativo está a ser executada numa perspetiva de longo prazo.

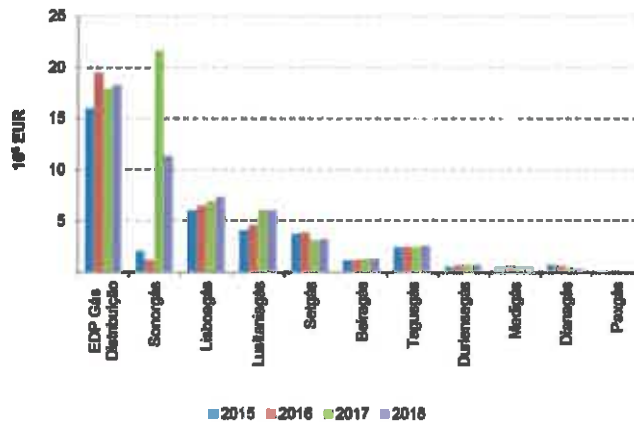




P  
Bj

- 4) O CT regista a contenção no investimento no Terminal de GNL de Sines e no Armazenamento Subterrâneo.
- 5) Relativamente à RNDGN, estiveram recentemente em consulta pública os Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede tendo o CT reconhecido a melhoria significativa da informação disponibilizada. Ainda assim, o CT recomendou a implementação de uma metodologia de monitorização de execução dos planos, e que o seu resultado seja apresentado nas versões subsequentes dos mesmos, de modo a permitir confirmar as consistência e sustentabilidade dos investimentos apresentados pelos ORD.
- 6) Para o período em análise 2015-2018, o investimento discriminado por operador é o seguinte:

**Figura 6-12 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018**

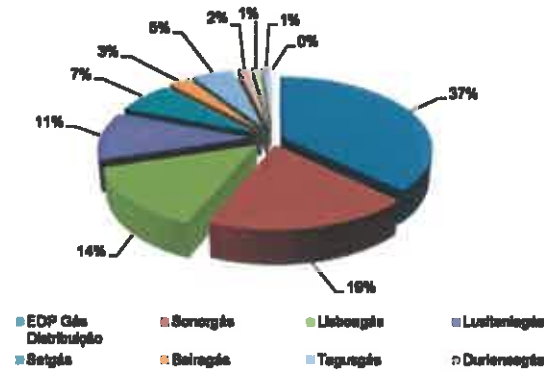


Fonte: Grupo Galp, EDP Gás Distribuição, TagusGás e Sonorgás



*Handwritten signature*

**Figura 6-14 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN para os anos de 2016, 2017 e 2018, por operador de rede de distribuição**



Fonte: Grupo Galp, EDP Gás Distribuição, Teagagás e Sonorgás

- 7) O CT constata que as duas maiores concessões em termos de mercado potencial, EDP Gás Distribuição e Lisboagás, representam 50% do investimento.
- 8) A Sonorgás apresenta previsões no sentido de um incremento do investimento, fruto da atribuição a esta empresa de 18 das 26 licenças de distribuição local de gás natural que estiveram em concurso, estando ainda pendente a decisão sobre as restantes 8 licenças.
- 9) Tratando-se de uma clara aposta no desenvolvimento da rede de distribuição destas 2 operadoras, o CT reitera a necessidade de monitorização e responsabilização sobre os volumes e custos incrementais associados a estes investimentos, garantindo-se a sustentabilidade do SNGN, ou seja, que a contribuição destes investimentos tenha consequências positivas no custo da RNDGN.
- 10) 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 contribuir para a redução do custo unitário de utilização do mesmo.

*Handwritten mark resembling a large number 7 or a checkmark*

## **8. 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) O CT considera apropriada a opção da ERSE de promover a estabilidade regulatória na definição destes preços.
- 3) O CT, entendeu que na definição dos preços para integração de novos polos de consumo, a proposta realizada pelos operadores foi aceite apenas na componente da eficiência. O CT considera importante que a ERSE explicita a justificação para o seu preço de referência, por oposição ao dos operadores, e a aderência à realidade da opção pela não aplicação de deflator aos mesmos.
- 4) Sem prejuízo disso, considera o CT que seria vantajoso, para efeitos futuros, que a ERSE desenvolvesse um estudo detalhado sobre estes preços, a fim de serem identificadas novas realidades de mercado que possam ser objeto de eventual melhoria tarifária.

## **9. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS**

- 1) O CT considera adequada a proposta de proveitos para o GL-UAG, cujo aumento de 8% (de 254 k€ para 275 k€) se justifica pelos ajustamentos calculados para os anos de 2015 e 2016.
- 2) Deste modo, a proposta segue os princípios defendidos pelo CT de igualização dos proveitos permitidos aos custos aceites em cada atividade, por forma a prevenir a criação de desvios e/ou subsídição cruzada.

## **10. RECEITA DA CESE E MINIMIZAÇÃO DOS ENCARGOS DO SNGN**

### **1) APLICAÇÃO DA CESE**

- a) A Portaria n.º 133-A/2017, de 10 de abril, nos termos do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, altera a Portaria n.º 1059/2014, de 18 de dezembro, por forma a proceder à definição dos mecanismos de abatimento dos montantes cobrados da parcela da CESE, que incide sobre os

7

contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *"take-or-pay"*, na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicável aos clientes finais e aos comercializadores.

- b) O Despacho conjunto das Secretarias de Estado do Tesouro e da Energia, determinou que nas tarifas do AG 2017-2018 reverta o montante de 5,85 milhões de euros referente a parte da receita da CESE que incide sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *"take-or-pay"*.
- c) A Diretiva ERSE 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"*. Esta recuperação está condicionada ao cumprimento da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual.
- d) Dado existir um contencioso sobre este assunto, encontram-se suspensos de recuperação pela tarifa cerca de 66 Milhões de Euros devidos ao CURG. Trata-se de uma dívida tarifária que se irá refletir a prazo sobre os consumidores.
- e) Num cenário de redução ou contenção dos custos de rede como o atualmente verificado, e por isso na ausência de pressão tarifária por esta via, mesmo tendo em conta que a ERSE cumpriu o disposto na lei, o CT não pode deixar de alertar a necessidade da ERSE fazer sentir ao legislador que teria sido positivo equacionar a utilização do valor da receita da CESE no abate à dívida do setor ao CURG, libertando os consumidores desse encargo dado estes fluxos financeiros estarem no perímetro exclusivo do CURG.
- f) *A contrario senso*, o que agora se conseguiu foi a manutenção da dívida do CURG a que se adiciona uma verba que, se não for recebida, acrescerá à dívida do setor, envolvendo os operadores de rede e os consumidores no seu financiamento e pagamento.
- g) O CT reforça a necessidade de a ERSE assegurar um diálogo com o legislador no sentido de o sensibilizar para o não aprofundar da dívida do setor evitando a distribuição de benefícios sem que tenham sido resolvidas as dívidas.



P  
B

## 2) ALOCAÇÃO DA CESE ÀS TARIFAS

- a) A medida de política energética que resulta na aplicação do desconto decorrente da contribuição extraordinária refletida sobre os consumos iguais ou inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>/ano traduz-se numa redução de cerca de 4€/MWh para este grupo de consumidores.
- b) A proposta de tarifas apresenta informação relevante para a apreciação dos níveis de custo que lhe estão implícitos. Estão listados os preços médios de que se consideram os mais relevantes no quadro anexo:

Componente tarifária	Preço médio 2017-2018 €/MWh
Transporte	1,9
Distribuição	9,2
Energia ( Custo matéria prima)	20,8
Desconto UGSII< (ORD)	4,1

Fonte: ERSE Documento de tarifas

- c) De acordo com os valores identificados e acima indicados é apresentado um desconto para clientes BP< que é cerca de 19% do custo de aquisição de energia e quase metade do custo médio da rede de distribuição o que se considera muito relevante. Na sua proposta, a ERSE reconhece um provável aumento no custo do gás natural de cerca de 22% (cf. ponto deste Parecer relativo à Tarifa de Energia).
- d) O CT reconhece ser essencial que medidas de caráter extraordinário e extra-mercado como a componente da CESE agora atribuída à UGS, sejam refletidas nos consumidores fora do âmbito das tarifas de rede, sendo atribuídas através de uma tarifa de energia ou idealmente neutralizando dívidas de energia dos CUR. Desta forma resultará clara a separação de tarifas e a sua aditividade.
- e) O CT considera que o nível tarifário deve assim aproximar-se da sua evolução provável e não refletir artificialmente um nível tarifário potencialmente insustentável no futuro, com prejuízo do setor, das expectativas dos consumidores e das decisões de consumo inerentes.

7

## **11. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO**

- a) A qualidade de serviço, em especial, no âmbito de um mercado de gás natural cada vez mais concorrencial, constitui um fator essencial nas opções de consumo e para a competitividade das empresas.
- b) O CT reconhece que a qualidade de serviço, em parilha com as tarifas e preços, assume-se como um aspeto cada vez mais determinante para os consumidores e, nessa medida, percebe bem o destaque e a importância que é dada à qualidade de serviço por parte do Regulador.
- c) Neste contexto, entende o CT que quer as Propostas de fixação de Tarifas e Preços, quer os Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural (PDIRDGN), devem refletir a necessidade de cumprimento dos padrões de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).
- d) O CT tomou conhecimento da publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço do SNGN, relativo ao ano de 2015, que caracteriza a qualidade de serviço prestada pelos operadores das Infraestruturas e pelos comercializadores de último recurso e em regime de mercado.
- e) O CT regista positivamente o bom desempenho das empresas relativamente ao cumprimento dos indicadores de qualidade de serviço, quer na vertente técnica, quer na vertente comercial, e recomenda à ERSE e aos comercializadores que mantenham a aposta consistente e contínua na promoção da qualidade de serviço no setor do gás natural.
- f) O CT salienta, ainda, a importância do Relatório da Qualidade de Serviço para o anunciado processo de revisão regulamentar da qualidade de serviço, em curso, e que visa a introdução de alterações no plano da articulação entre os setores do gás natural e da eletricidade que terão impacto, seguramente, nos padrões da qualidade de serviço permitindo, nomeadamente, uma avaliação conjunta dos mesmos.



P  
B  
4

### III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018” que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente Parecer.

Em 15 de Maio de 2017, o parecer que antecede foi votado na globalidade tendo sido **APROVADO POR UNANIMIDADE.**

**ESTE PARECER É CONSTITUÍDO POR QUARENTA E DUAS PÁGINAS E DOZE ANEXOS** com a seguinte votação:

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Dr. Armando Varela</b> Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	—	—	—
<b>Dr. Luís Pisco</b> 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	<u>Anexo 1</u>	—	—
<b>Dr. Carlos Chagas</b> 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	<u>Anexo 2</u>	—	—



P  
Bj

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Dr. Eduardo Quintanova</b> 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 2	—	—
<b>Sr. José Maurício</b> 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 2	—	—
<b>Dr.ª Carolina Gouveia</b> 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 3	—	—
<b>Dr.ª Patrícia Carolino</b> Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	P	—	—
<b>Eng.ª Pedro Furtado</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNT)	Anexo 4	—	—
<b>Dr.ª Paula Almeida</b> Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 5	—	—

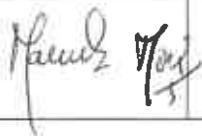


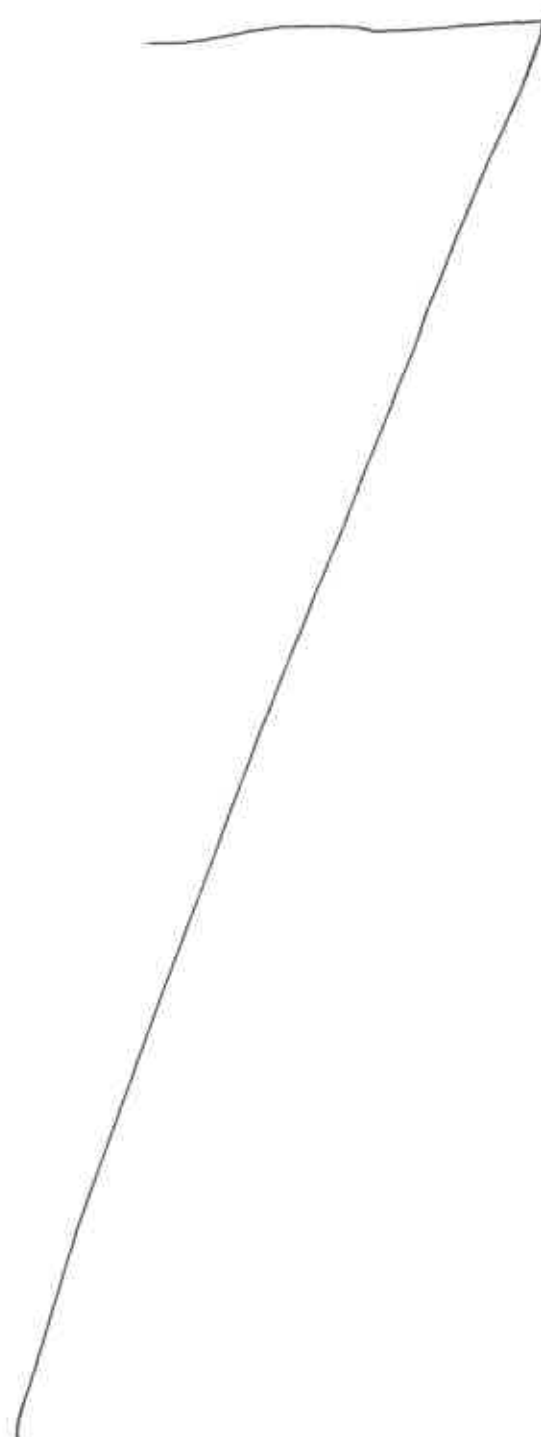


P  
12  
7

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Eng.º Jorge Lúcio</b> Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural (Transgás Armazenagem)	Anexo 6	—	—
<b>Eng.º Nuno Fitas Mendes</b> Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Portgás)	Anexo 7	—	—
<b>Dr. Nuno Moreira</b> Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	Anexo 8	—	—
<b>Dr. José Saldanha Bento</b> Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural (Transgás)	Anexo 9	—	—
<b>Eng.ª Ana Teixeira Pinto</b> Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 10	—	—
<b>Dr. Ricardo Emílio</b> Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (Endesa)	Anexo 11	—	—
<b>Eng.ª Teresa Marques</b> Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m <sup>3</sup> . (CIP)	Anexo 12	—	—
<b>Eng.º Celso Pedreiras</b> Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m <sup>3</sup> . (CIP)	Anexo 12	—	—
<b>Dr. Paulo Rosa</b> Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m <sup>3</sup> . (CIP)	Anexo 12	—	—

P  
B

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO de QUALIDADE
<b>Eng.ª Manuela Moniz</b> Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de Junho		—	—	—



Anexo 1  
P  
12

**MENSAGEM FAX**

---

**PARA: Exma. Senhora Eng.ª Maria Manuela Moniz****DE: Luis Salvador Pisco****DATA: 15 de maio de 2017**

---

**ASSUNTO: Votação do Parecer sobre a Proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018".****N.º de páginas: 1**

---

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE (Secção Gás Natural),

LUIS SALVADOR PISCO, na qualidade de representante dos consumidores em representação da DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vem votar favoravelmente o parecer do CT sobre a Proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018".

Com os melhores cumprimentos de consideração e estima pessoal,



(Luis Salvador Pisco)

Anexo 2

13

Data: 15/05/2017 [11:30:35]  
De: Direccao <direccao@ugc.pt>  
Para: manuela.n.moniz@portugalmail.pt, presidenteconselhotarifario@erse.pt  
Assunto: Pareceres do CT - Sector do Gás Natural sobre

**Exma. Senhora**  
**Presidente do CT/ERSE**  
**Enga. MANUELA Moniz**

CARLOS CHAGAS, EDUARDO QUINTA-NOVA e JOSÉ ANDRÉ MURÍCIO, representantes da UGC no Conselho Tarifário da Erse, sector do Gás Natural, comunicam a V. Exa. que votam favoravelmente na generalidade e na especialidade os seguintes Pareceres:

- " Revisão do Regulamento do Conselho Tarifário do Sector do Gás Natural"
- " Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018"

Com os melhores cumprimentos,

Carlos Chagas  
Eduardo Quinta Nova  
José André Maurício



Rua Vitorino Nemésio, n.º 5, 1750-306 Lisboa  
Tel: [218875230](tel:218875230)/[218881185](tel:218881185)  
E- Mail: [direccao@ugc.pt](mailto:direccao@ugc.pt)

Anexo 3  
P  
B



**VOTO**

A Representante da DECO vota favoravelmente a globalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção Gás Natural, que incide sobre ***“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018”***

ERSE, Conselho Tarifário 15 de maio de 2017

A representante da DECO

(Carolina Gouveia)

Anexo 4  
P  
2

REN

**Voto do representante da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) ao  
Parecer do Conselho Tarifário sobre a  
"Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018"**

**A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) vota favoravelmente e na  
globalidade o Parecer sobre a "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018".**



**Lisboa, 15 de maio de 2017**

**Representante da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN)**

Anexo 5

P  
h  
y

REN

*Voto do representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018"*

A entidade concessionária das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL vota favoravelmente e na globalidade o Parecer sobre a "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-2018".

Lisboa, 15 de maio de 2017

*Paula Alexandra Melo Soares Almeida*

Representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL

Anexo 6

**Data:** 15/05/2017 [11:45:45]  
**De:** Jorge Manuel Lúcio <jmlucio@galp.com>  
**Para:** Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, patricia.carolino@dg.consumidor.pt  
**Assunto:** Proposta da ERSE para "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-18" - Parecer do Conselho Tarifário

Caras Presidente e Vice-Presidente do Conselho Tarifário,

Venho informar do meu Voto Favorável ao Parecer acima referido, aproveitando para agradecer o trabalho realizado.

Com os melhores cumprimentos,

Jorge Lúcio

Representante das Entidades Concessionárias do 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 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 visite o nosso website em <http://www.galp.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 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 please visit our website at <http://www.galp.com>.



Anexo 7

**Data:** 15/05/2017 [11:56:10]  
**De:** Nuno Jorge Fitas Mendes <NunoJorge.FitasMendes@edp.pt>  
**Para:** Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>  
**Cc:** "Nuno Afonso Moreira (nmoreira@goldenergy.pt)" <nmoreira@goldenergy.pt>, patricia.carolino@dg.consumidor.pt  
**Assunto:** VOTO: Pareceres rev.RT+ Tarifas de GN - Representante dos ORD

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Eng<sup>a</sup> 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 2017 – 2018” e “Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural”.

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”.

Porto, 15 de Maio de 2017

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural



Nuno Jorge Fitas Mendes

EDP GÁS SGPS

DPGC - Direção Planeamento e Gestão Corporativa

R. Linhas de Torres, 41

PORTO, PT

Tel: 919415691

**From:** Manuela Moniz [mailto:manuela.n.moniz@portugalmail.pt]

**Sent:** 11 de maio de 2017 19:01

**To:** Ana Isabel Teixeira Pinto <Analsabel.TeixeiraPinto@edp.pt>; armando.varela@cm-sousel.pt; chagascarlosalberto@gmail.com; cgouveia@deco.pt; celsopedreiras@gmail.com; prosa@cip.org.pt; eduardo.quintanova@cm-sintra.pt; jmlucio@galpennergia.com; joseandre.mauricio@gmail.com; lpisco@deco.pt; Nuno Jorge Fitas Mendes <NunoJorge.FitasMendes@edp.pt>; nmoreira@dourogassgps.pt; patricia.carolino@dg.consumidor.pt; paula.almeida@ren.pt; Pedro.Furtado@rengasodutos.pt; remilio@dourogas.pt; saldanha.bento@galpennergia.com; teresa.marques@cuf-qi.pt

**Subject:** Pareceres rev.RT+ Tarifas de GN - versão final

**Importance:** High

Caros conselheiros,

junto envio a versão final destes pareceres, que serão votados no dia 15/maio/2017:

- por correio eletrónico até às 13h;
- presencialmente às 15h

**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 2017-2018"**

**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 2017-18" apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural", na sua Secção 2.1, págs. 31 e seguintes, 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 ateve 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 2017-18" não estabelece o montante de Proveitos Permitidos de acordo com os seus Contratos de Concessão, pelo que deveria seja reformulado em conformidade.

**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 2017-2018”**

**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 tomará 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:

*“/.../*

*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.*

*/.../*

P  
B

**Data:** 15/05/2017 [14:34:43]  
**De:** Nuno Moreira | Goldenergy <nmoreira@goldenergy.pt>  
**Para:** 'Manuela Moniz' <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>  
**Cc:** patricia.carolino@dg.consumidor.pt, 'Nuno Jorge Fitas Mendes' <NunoJorge.FitasMendes@edp.pt>  
**Assunto:** RE: VOTO: Pareceres rev.RT+ Tarifas de GN - Representante dos ORD

Exma. Sra. Presidente do Conselho Tarifário,  
Na sequência do email anexo, confirmo a minha concordância com o Parecer.  
Com os melhores cumprimentos,  
Nuno Moreira,  
Representante das Entidade Licenciadas de Distribuição de Gás Natural

**De:** Nuno Jorge Fitas Mendes [mailto:NunoJorge.FitasMendes@edp.pt]  
**Enviada:** 15 de maio de 2017 11:56  
**Para:** Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>  
**Cc:** Nuno Afonso Moreira (nmoreira@goldenergy.pt) <nmoreira@goldenergy.pt>;  
patricia.carolino@dg.consumidor.pt  
**Assunto:** VOTO: Pareceres rev.RT+ Tarifas de GN - Representante dos ORD  
**Importância:** Alta

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Eng<sup>a</sup> 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 2017 – 2018” e “Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural”.

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”.

Porto, 15 de Maio de 2017

Nuno Fitas Mendes  
Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural



**Nuno Jorge Fitas Mendes**  
EDP GÁS SGPS  
DPGC - Direção Planeamento e Gestão Corporativa  
R. Linhas de Torres, 41  
PORTO, PT  
Tel: 919415691

---

**From:** Manuela Moniz [mailto:manuela.n.moniz@portugalmail.pt]  
**Sent:** 11 de maio de 2017 19:01  
**To:** Ana Isabel Teixeira Pinto <Analsabel.TeixeiraPinto@edp.pt>; armando.varela@cm-sousel.pt;  
chagascarlosalberto@gmail.com; cgouveia@deco.pt; celsopedreiras@gmail.com; prosa@cip.org.pt;  
eduardo.quintanova@cm-sintra.pt; jmlucio@galpenenergia.com; joseandre.mauricio@gmail.com;  
lisco@deco.pt; Nuno Jorge Fitas Mendes <NunoJorge.FitasMendes@edp.pt>;

**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 2017-2018"**

**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 2017-18" apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural", na sua Secção 2.1, págs. 31 e seguintes, 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 ateve 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 2017-18" não estabelece o montante de Proveitos Permitidos de acordo com os seus Contratos de Concessão, pelo que deveria seja reformulado em conformidade.

Anexo 8  
P  
B

**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 2017-2018"**

**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 tomará 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:

*"/.../*

*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.*

P  
3.

*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.*

*/.../*



Anexo 3

(P)  
B.

Data: 15/05/2017 [12:38:10]  
De: Saldanha Bento <saldanha.bento@galp.com>  
Para: Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, patricia.carolino@dg.consumidor.pt  
Assunto: Proposta da ERSE para "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2017-18" - Parecer do Conselho Tarifário

Sras. Presidente e Vice-Presidente do Conselho Tarifário,

Venho informar do meu Voto Favorável ao Parecer acima referido, felicitando-vos pelo magnifico trabalho realizado.

Com os melhores cumprimentos,

José Manuel Saldanha Bento  
Representante da CURG 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 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 visite o nosso website em <http://www.galp.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 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 please visit our website at <http://www.galp.com>.

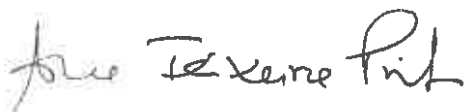
Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)

Eng<sup>a</sup> 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 2017 - 2018".

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 subscreveras mesmas.

Lisboa, 15 de Maio de 2017



Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás

Anexo II  
P  
Ry

Data: 15/05/2017 [11:29:11]  
De: Ricardo Emílio | Dourogás <remilio@dourogas.pt>  
Para: 'Manuela Moniz' <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>  
Cc: "'patricia.carolino'" <patricia.carolino@dg.consumidor.pt>  
Assunto: RE: Pareceres rev.RT+ Tarifas de GN - versão final

Senhora Presidente,

Segue desta forma o meu voto favorável relativamente aos Pareceres rev.RT+ Tarifas de GN - versão final.

Foi um "parto difícil" mas lá conseguiu, acalmar os ânimos mais políticos, parabéns!!!!!!

Bjs

**Ricardo Emílio**  
Diretor Geral

remilio@dourogas.pt



Rua 31 de Agosto, n.º12  
5000-305 Vila Real  
(+351) 250 348 630  
(+351) 250 348 631 (fax)  
dourogasnatural@dourogasnatural.pt



Rua Castelo n.º 5, Zona L3  
1250-066 Lisboa  
(+351) 211 583 501



Antes de imprimir este email pense no meio ambiente.  
Before printing this email please consider your environmental responsibility.

A presente mensagem pode conter informação considerada confidencial. Se o receptor desta mensagem não for a destinatário indicado, fica expressamente proibido de copiar ou entregar a mensagem a terceiros. Em tal situação, o receptor deverá destruir a presente mensagem e por gentileza informar o emissor de tal facto.  
This message may contain confidential information. If you are not the addressee indicated in this message, you may not copy or deliver this message to anyone. In such case, you should destroy this message and notify the sender by e-mail.

**De:** Manuela Moniz [mailto:manuela.n.moniz@portugalmail.pt]

**Enviada:** quinta-feira, 11 de maio de 2017 19:01

**Para:** CT/SGN: ana.teixeirapinto@edp.pt; armando.varela@cm-sousel.pt;  
chagascarlosalberto@gmail.com; cgouveia@deco.pt; celsopedreiras@gmail.com; prosa@cip.org.pt;  
eduardo.quintanova@cm-sintra.pt; jmlucio@galpenenergia.com; joseandre.mauricio@gmail.com;  
lpisco@deco.pt; nunojorge.fitasmendes@edp.pt; nmoreira@dourogassgps.pt;  
patricia.carolino@dg.consumidor.pt; paula.almeida@ren.pt; Pedro.Furtado@rengasodutos.pt;  
remilio@dourogas.pt; saldanha.bento@galpenenergia.com; teresa.marques@cuf-qi.pt

**Assunto:** Pareceres rev.RT+ Tarifas de GN - versão final

**Importância:** Alta

Caros conselheiros,

junto envio a versão final destes pareceres, que serão votados no dia 15/maio/2017:

- por correio eletrónico até às 13h;
- presencialmente às 15h

Cumprimentos,  
Manuela Moniz  
Presidente do CT

P  
h  
f

**Data:** 15/05/2017 [13:00:05]  
**De:** Paulo Rosa <prosa@cip.org.pt>  
**Para:** Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>  
**Cc:** patricia.carolino@dg.consumidor.pt, Teresa Marques <teresa.marques@cuf-qi.pt>, celsopedreiras@gmail.com  
**Assunto:** FW: Pareceres rev.RT+ Tarifas de GN - versão final

Prezada Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

Os signatários, representantes das Associações que tenham como Associados consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10 000m<sup>3</sup>, 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 2017-2018" (aprovado na reunião de 11/05/2017).

No entanto, os signatários não podem deixar de tecer os seguintes comentários sobre a proposta acima mencionada:

- As TAR são novamente reduzidas no seu valor, o que nos apraz registar;
- Apesar dos proveitos previstos para o terminal, para a rede de transporte e para a rede de distribuição serem, em Portugal, inferiores aos de Espanha, continuamos a ser menos competitivos do que o país vizinho em termos de preços finais de GN, o que é confirmado pelas estatísticas oficiais e, também, pelo conhecimento direto das empresas que operam nos dois países;
- As Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) continuam a ser repassadas para os consumidores, frustrando as expectativas criadas pela aprovação do Orçamento do Estado para 2017; as TOS têm criado sérios problemas de distorção nas regras da concorrência entre as empresas do mesmo sector de atividade.

Importa frisar que, apesar de terem sido dados passos no sentido da melhoria da competitividade das empresas portuguesas, ainda será necessário um grande esforço para que às empresas nacionais possam ser dadas condições equitativas, no que ao GN diz respeito, face às suas congéneres de outros países.

Melhores cumprimentos,

Teresa Marques

Celso Pedreiras

Paulo Rosa

Representantes das Associações que tenham como

Associados consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10 000m<sup>3</sup>

**De:** Manuela Moniz [mailto:manuela.n.moniz@portugalmail.pt]

**Enviada:** quinta-feira, 11 de maio de 2017 19:01

**Para:** ana.teixeirapinto@edp.pt; armando.varela@cm-sousel.pt; chagascarlosalberto@gmail.com; cgouveia@deco.pt; celsopedreiras@gmail.com; Paulo Rosa <prosa@cip.org.pt>; eduardo.quintanova@cm-sintra.pt; jmlucio@galpenenergia.com; joseandre.mauricio@gmail.com; lpisco@deco.pt; nunojorge.fitasmendes@edp.pt; nmoreira@dourogassgps.pt; patricia.carolino@dg.consumidor.pt; paula.almeida@ren.pt; Pedro.Furtado@rengasodutos.pt;

**ANEXO V**  
**COMENTÁRIOS ERSE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA**  
**DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2016-2017**



## I – GENERALIDADE

### 1 – ENQUADRAMENTO

Para efeitos de aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem de julho de 2017 a junho de 2018, o Conselho de Administração (CA) da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu, no dia 17 de abril de 2017, a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE e a consulta das entidades reguladas nos termos dos seus Estatutos, a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2017-2018”.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo estes sido prestados a 27 de abril de 2017.

O CT emitiu o seu parecer sobre a proposta a 15 de maio de 2017. 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 2017 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018.

### 2 – COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade significativa de variações que podem ser comunicadas e pela confusão que tal pode gerar, devendo o comunicado apenas ter informação sobre as variações das tarifas que a ERSE publica.

Deste modo, considera-se relevante fornecer informação quer das variações das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais, ambas aplicáveis pelo comercializador de último recurso. A ERSE não ignora que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores, dada a crescente relevância do mercado liberalizado.

Adicionalmente, e em linha com anteriores pareceres do CT, é apresentada no comunicado informação sobre as variações das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores, independentemente do seu comercializador. Todavia, a repercussão desta variação nas faturas dos consumidores do mercado liberalizado depende do peso que a componente do acesso às redes tem no seu preço final, que inclui também a componente de energia, que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado.

No que se refere à variação da fatura média dos clientes domésticos o comunicado enfatiza que “os consumidores sujeitos às variações propostas são, apenas, os que permanecem no comercializador de último recurso”, incentivando os mesmos a “procurar potenciais poupanças na fatura de gás natural junto

*dos comercializadores em mercado*”. Para o efeito a ERSE disponibiliza na sua página de internet informação sobre as ofertas comerciais praticadas pelos vários comercializadores a atuar no mercado, bem como simuladores de ofertas comerciais que orientam os consumidores na tomada de decisão sobre as melhores ofertas aplicáveis a cada caso em concreto.

### **3 – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRS)**

Desde o início do processo de liberalização do mercado que a ERSE tem presente a necessidade de garantir a transição de um modelo de comercialização de gás natural regulado, para um modelo de mercado, baseado nos princípios da transparência e da racionalidade económica, que simultaneamente salvaguardem os interesses dos consumidores e assegurem o equilíbrio económico-financeiro da atividade de comercialização de último recurso.

Neste sentido, no âmbito da revisão regulamentar ocorrida no ano anterior, e à semelhança do já ocorrido nos períodos regulatórios anteriores, a ERSE teve em consideração o decréscimo do nível de atividade da comercialização de último recurso. Particularmente, foi revista a estrutura de custos das empresas, no que respeita à repartição entre a componente fixa e a variável, tendo-se definido um peso entre 20% e 25% para a componente fixa, e os restantes 80% e 75%, respetivamente, para a componente variável, em função do número médio de clientes. Esta estrutura, fortemente condicionada pela evolução do número médio de clientes, revela-se assim como a mais adequada para dar resposta a uma situação de prolongamento do processo de extinção das tarifas transitórias de gás natural, tal como preconiza a recente Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.

Adicionalmente, lembre-se 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.

Por último, cumpre lembrar que, conforme consagrado no Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos dos CUR englobam, para além do OPEX, duas componentes adicionais: i) uma margem de remuneração, de modo a cobrir o risco financeiro dos CUR decorrente da gestão de fundo de maneo e ii) nas concessionárias, uma remuneração adicional de 4 €/cliente.

### **4 – TARIFA UGS-II E FLUXOS FINANCEIROS ASSOCIADOS**

Nas tarifas referentes ao ano gás 2017-2018 a inclusão na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) dos valores da CESE que foram alocados ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) e que revertem ao setor do gás natural, foi efetuada em conformidade com a legislação em vigor. A sua inclusão está em conformidade com o Despacho n.º 5238-A/2017, de 13 de abril, publicado em Diário da República a 12 de junho de 2017, que determina que “O montante a deduzir na tarifa de uso global do sistema aplicável aos clientes finais e aos comercializadores do SNGN é de 5,85 milhões



---

de euros, sendo a transferência realizada na sequência do pagamento.” Assim, a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema contempla a dedução do referido montante.

No que se refere às transferências entre os operadores regulados, refira-se que passados 10 anos desde o início da regulação do setor do gás natural existem uma diversidade de fluxos económicos e financeiros entre os agentes do setor que em grande parte se devem às metodologias e regras regulatórias em vigor. Estas regras refletem a complexidade e as particularidades intrínsecas ao setor do gás natural que a ERSE considerou nas suas metodologias regulatórias e que se agrupam nos seguintes vetores: i) número elevado de operadores, designadamente ao nível da distribuição e da comercialização de último recurso de gás natural, com características e níveis de custo substancialmente diferentes, ii) uniformidade tarifária no território nacional, iv) volatilidade do consumo, principalmente ao nível da alta pressão, v) fim das tarifas transitórias de venda a clientes finais e vi) sustentabilidade económica do setor do gás natural.

A ERSE consciente das dificuldades que esses fluxos podem gerar quer para as empresas que os têm de registar nas suas contas, quer a nível de sua compreensão para os restantes *stakeholders*, tem tentado minimizar os fluxos, sempre que possível, através da centralização dessas transferências em dois agentes, por um lado, a montante, na REN Gasodutos na qualidade de operador onde é gerada a tarifa de UGS, e por outro a jusante, num único agente que no seio do Grupo GALP faz a sua redistribuição pelas restantes empresas desse Grupo.



## II – ESPECIALIDADE

### A – TARIFAS E PREÇOS PARA 2017-2018

#### 1. MERCADO LIVRE

A ERSE procura divulgar, em todos os planos de incidência regulatória, a melhor informação disponível, de forma transparente, imparcial e fidedigna. Esta abordagem é igualmente válida para a divulgação da informação referente ao mercado retalhista e, em particular, aos desenvolvimentos do mercado liberalizado a retalho.

A este respeito, a ERSE identificou, ao longo do segundo trimestre de 2016, inconsistências na informação reportada por um dos operadores de rede de distribuição à REN Gasodutos (na sua atividade de gestão do processo de mudança de comercializador no setor do gás natural), nomeadamente a relativa a consumos mensais afetos a clientes com consumo anual inferior ou igual a 500 m<sup>3</sup>. Estas inconsistências, pese embora as ações de esclarecimento promovidas pela ERSE, vieram a determinar a necessidade de se proceder a um apuramento das condições de reporte, por auditoria independente, que garanta uma completa circunstanciação das causas do reporte incorreto e a implementação de metodologias de agregação de informação íntegras e robustas.

A auditoria ainda se encontra a decorrer e destina-se a apurar os critérios e circunstâncias com que são e foram agregados os valores dos números de clientes e respetivos consumos. A ERSE tornará público um relatório com o resultado da auditoria após o término desta.

Tendo a ERSE noção da importância da divulgação de dados de mercado fiáveis para uma melhor evolução do processo de liberalização, de forma transparente, e para o eficiente funcionamento dos mercados de gás natural, a ERSE considerou oportuno que a publicação dos relatórios se pudesse retomar depois de garantidas as condições de integridade e fiabilidade relativamente a toda a informação que os compõem.

A ERSE concorda com o CT na importância de se evitarem práticas comerciais que, pela sua natureza, degradem a confiança dos consumidores no processo de liberalização e no mercado como um todo. A este respeito, importa reiterar um conjunto de atuações que a ERSE tem desenvolvido, desde a incidência regulamentar à formação e educação dos consumidores, e que visam dota-los de mais ferramentas para abordarem o mercado retalhista. Em concreto, a ERSE não pode deixar de recordar que, nas sucessivas revisões do Regulamento de Relações Comerciais, se reforçaram os deveres de informação dos operadores económicos para com os consumidores, em particular no segmento de clientes domésticos, se instituiu a obrigatoriedade de uma ficha contratual padronizada prévia à contratação.

---

Também neste domínio, e fruto da monitorização contínua do mercado, a ERSE tem desenvolvido outras ações destinadas a promover a literacia dos consumidores, de que se destacam as sucessivas e recorrentes ações de formação no domínio da contratação e mudança de comercializador e a recente divulgação, por ocasião do dia mundial da energia, de uma série de alertas de más práticas e conselhos sobre a forma como as evitar.

A abertura do mercado de gás natural veio reforçar a necessidade de se efetuar uma atividade de monitorização ao nível dos preços, que procura garantir, simultaneamente, a existência de condições de concorrência entre os diversos operadores e a minimização das assimetrias de informação entre consumidores e os restantes agentes de mercado. As competências de monitorização de preços no mercado retalhista de gás natural são atribuídas à ERSE no âmbito do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro. As obrigações e regras aplicáveis ao envio de informação relativa aos preços de referência (preços das ofertas comerciais) e aos preços médios praticados (preços faturados) no mercado retalhista de gás natural, pelos vários comercializadores, são estabelecidas pelo Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro.

Os preços das ofertas comerciais são os preços que os comercializadores a atuar no mercado praticam ou preveem praticar (preços ex-ante) para os fornecimentos de gás natural em BP  $\leq$  100 000 m<sup>3</sup>, sendo enviados à ERSE anualmente (fim de julho) e sempre que ocorra qualquer alteração. Os preços médios praticados são os preços que os comercializadores em regime de mercado e regulado efetivamente praticaram no mercado retalhista, resultando da aplicação das condições contratuais à carteira de clientes, sendo estes enviados trimestralmente à ERSE, com base na tipificação internacional de bandas de consumo definidas pelo Eurostat, de forma a permitir uma comparação internacional de preços.

Os preços das ofertas comerciais em BP  $\leq$  10 000 m<sup>3</sup>/ano são divulgados pela ERSE na sua página da Internet. De igual modo são disponibilizados simuladores de comparação de preços que apoiam os consumidores na escolha da opção tarifária mais favorável<sup>9</sup>. Uma comparação entre as ofertas comerciais é apresentada no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2017-2018”.

O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar substancialmente, atingindo um valor máximo no 1.º trimestre de 2017, com um total de 75 ofertas comerciais para o consumidor tipo 1 e tipo 2, e um total de 76 ofertas comerciais para o consumidor tipo 3.

No final do 1.º trimestre de 2017 existiam sete comercializadores com ofertas comerciais monogás – Audax, EDP Comercial, Endesa, Energia Simples, Galp, GoldEnergy e Iberdrola. No que respeita às ofertas duais tem-se verificado um aumento gradual da sua introdução no mercado, sendo que no final do 1.º trimestre de 2017 existiam seis comercializadores com este tipo de ofertas comerciais – Audax, Endesa, EDP Comercial, Energia Simples, GoldEnergy e Galp. Atualmente apenas quatro dos sete

---

<sup>9</sup> <http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Paginas/simgasnatural.aspx>

---

comercializadores apresentam ofertas com serviços incluídos - EDP Comercial, Galp, Goldenergy e Iberdrola.

Adicionalmente, importa sublinhar que a temática do MIBGAS integra o Plano de Atividades do Grupo Regional de Gás Natural do Sul (GRI Sul) da Agência de Reguladores da Energia (ACER), que conta com a participação das entidades reguladoras e dos operadores da rede de transporte de Portugal, Espanha e França, bem como dos agentes de mercados e demais interessados.

No âmbito deste grupo de trabalho da ACER foram realizadas diversas iniciativas<sup>10</sup> que contribuíram para a criação do MIBGAS, a saber: (i) proposta de modelo de organização e princípios de funcionamento do MIBGAS, documento aprovado em janeiro de 2008 na sequência de consulta pública lançada em 2007; (ii) harmonização das tarifas de acesso às interligações de gás natural entre Portugal e Espanha – estudo submetido a consulta pública em janeiro de 2012, na sequência do qual se registaram diversos desenvolvimentos regulatórios, designadamente a atribuição de capacidade através de um único ponto virtual de interligação (VIP) através da plataforma europeia PRISMA; e (iii) desenvolvimento e implementação do modelo de atribuição implícita de capacidade, cujas regras foram submetidas a discussão no âmbito da 58.ª consulta pública da ERSE. Um dos aspetos fundamentais desta revisão prende-se com a operacionalização do MIBGAS e, em concreto, com a possibilidade de implementação de um mecanismo implícito de atribuição de capacidade no ponto virtual de interligação (VIP – *Virtual Interconnection Point*). A aplicação concreta deste mecanismo, cuja operacionalização é compatível com as regras de atribuição explícita de capacidade atualmente vigentes, aguarda a aprovação dos produtos a transacionar pelas entidades gestoras da plataforma do MIBGAS.

A ERSE concorda que a implementação do mercado organizado, MIBGAS, com negociação de produtos com entrega na zona portuguesa, será um passo muito importante para a evolução do mercado grossista de gás natural na península ibérica e especialmente em Portugal. Efetivamente, a existência de um mercado organizado é uma oportunidade trazer uma referência de preço para as transações no mercado grossista, bem como um aumento da sua transparência. A negociação em paralelo de produtos com entrega na zona portuguesa e espanhola acompanhada de mecanismos de atribuição implícita é também um fator de otimização da utilização das interligações entre ambos os sistemas.

O desenvolvimento de um mercado ibérico de gás natural é um objetivo que tem estado presente nas agendas das cimeiras luso-espanholas desde há cerca de dez anos tendo os reguladores de Portugal e Espanha apresentado em 2008 o seu modelo de funcionamento aos governos dos dois países, na cimeira de Braga. Este processo culminou com a publicação da Portaria n.º 643/2015, de 21 de janeiro que autoriza a sociedade MIBGAS, S.A., a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás,

---

<sup>10</sup> <http://www.erse.pt/pt/mibgas/Paginas/default.aspx>

a contado, que estabelece a estrutura de participações sociais desta empresa e que remete para regulamentação específica a constituição, organização, funcionamento e regulação do mercado organizado de gás natural. Simultaneamente, em Espanha, a Ley 8/2015, de 21 de maio procedeu à criação do operador de mercado organizado, sociedade com uma constituição acionista idêntica à estabelecida na Portaria n.º 643/2015. Essa peça legislativa refere que as normas que possam afetar entidades portuguesas ficam sujeitas à implementação de legislação semelhante em Portugal ou a um eventual acordo ou convénio internacional.

A ERSE desenvolveu esforços para que todas as suas peças regulamentares permitissem a implementação do MIBGAS. Nesse sentido a ERSE já adaptou todos os Regulamentos relevantes para contemplar o funcionamento do mercado organizado, colocou recentemente a consulta a revisão do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas para permitir a atribuição de capacidade na interligação através de mecanismos implícitos e colaborou com o MIBGAS no sentido de elaborar umas Regras do mercado organizado que permitissem a negociação de produtos com entrega na zona portuguesa bem como com mecanismos de atribuição implícita de capacidade.

Neste quadro, importa referir que é entendimento da ERSE que a concretização do MIBGAS carece de desenvolvimentos que ultrapassem a esfera das suas competências, pelo que a mobilização de todos os interessados é também um importante contributo para que tais ações se venham a concretizar.

## **2. COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRs)**

O CT refere a necessidade da ERSE tomar medidas necessárias para garantir o desempenho da atividade de comercializador de último recurso retalhista em condições sustentáveis do ponto de vista económico e operacional e, em particular, a possível dificuldade de alguns operadores responderem à repartição entre custos fixos e variáveis e aos parâmetros de eficiência definidos pela ERSE. Em relação a este tópico, a ERSE reconhece a importância de garantir a sustentabilidade económica e operacional destas empresas, neste sentido, aquando da definição dos parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019, foi desenvolvido um profundo processo de análise da estrutura de custos adequada à atividade dos CURR. Este processo teve em conta o conhecimento obtido ao longo dos últimos períodos regulatórios, a análise da performance das empresas, as expectativas futuras sobre o mercado de atuação destas empresas e um conjunto de metodologias que permitiram um maior suporte e um processo de decisão mais robusto.

A decisão sobre a estrutura de custos do CURR recaiu na manutenção da estrutura de custos definida no período regulatório anterior para as empresas do Grupo GALP e Portgás e que consistiu na definição do peso de 20% para a componente fixa. Relativamente, às restantes empresas, a ERSE considerou que se justificava uma convergência gradual da estrutura de custos destas empresas para uma estrutura de custos com menor peso dos custos fixos, tendo fixado para esta componente o peso de 25%. Adicionalmente, num quadro de recente publicação da Portaria nº 144/2017, de 24 de abril, que

---

prolongou a extensão das tarifas transitórias de gás natural até ao final do ano de 2020, a ERSE considera que o peso mais elevado da componente variável comparativamente ao valor atribuído à componente fixa permite uma melhor forma de assegurar o equilíbrio económico e financeiro destas empresas por possibilitar uma melhor resposta à evolução expetável do número de clientes resultante deste prolongamento.

O CT refere, num contexto de maior prudência, que a ERSE não deveria ter procedido a incorporação nos ajustamentos dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural o acerto relativo a anos anteriores. Esta observação é justificada com a indicação de que a ERSE deveria ter optado por analisar em conjunto com as empresas a existência de facto destes desvios, procedendo, posteriormente à correção se a mesma verifica-se ser necessária. Em relação a este tópico, a ERSE elucida que foi efetuada uma análise profunda das quantidades transacionadas e relatadas ao longo dos diversos anos gás, tendo inferido a existência de diferenças sistemáticas e no mesmo sentido, entre as quantidades adquiridas ao CURg comparativamente às quantidades vendidas aos clientes e que originou a definição de proveitos permitidos superiores aos custos efetivamente suportados pelas empresas. Por este facto, havia de forma indubitável, que ocorrer à devolução do excedente aos clientes de gás natural. Neste momento, estão a decorrer as ações necessárias que permitirão identificar as causas deste desvio sistemático.

De forma a mitigar o impacto na situação económica das empresas destas empresas, esta devolução irá ocorrer durante três anos gás. Nos casos das empresas especificadas pelo CT, a ERSE reconhece que o valor do acerto, mesmo sendo mitigado pelo seu alisamento em três anos, poder-se-á considerar relevante quando comparado ao valor dos proveitos da atividade de comercialização. Contudo, esta situação ocorre em empresas inseridas num grupo económico de grande dimensão. No caso da Setgás, durante o processo de análise do desvio supra referida, a ERSE constatou um erro no apuramento do ajustamento final da atividade de compra e venda de gás natural desfavorável à empresa, tendo decido pela sua regularização total (a devolução do valor em causa à empresa) neste processo tarifário.

### **3. DINAMIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES**

As regras regulatórias em vigor atualmente estabelecem que através do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, uma parte dos proveitos permitidos da REN Atlântico, na qualidade de operador do Terminal de GNL, sejam recuperados através da parcela I da tarifa de UGS. O nível de proveitos a recuperar anualmente pela tarifa de UGS é determinado anualmente através da aplicação de um parâmetro regulatório que tem em consideração a variação do proveito unitário entre os anos s-1 e o ano s.

Em tarifas de 2017-2018 o nível dos proveitos permitidos do Terminal de GNL a recuperar pela tarifa de UGS é inferior ao do ano anterior, facto que resulta da aplicação das regras de cálculo definidas no

Regulamento Tarifário e das necessidades de manter alguma estabilidade tarifária ao nível do Terminal de GNL. A transferência de um maior nível de custos entre o Terminal de GNL e a tarifa de UGS irá onerar mais esta tarifa e por consequência, beneficiará uns clientes em detrimento de outros. Contudo, a ERSE teve em conta os argumentos do CT, designadamente a necessidade de tornar mais competitivo este Terminal, garantindo a sua maior utilização e, conseqüentemente, a sua sustentabilidade económica no médio e longo prazo, pelo que transferiu na versão final das tarifas para o ano gás 2017-2018 um maior montante de proveitos permitidos do Terminal de GNL a recuperar pela parcela I da tarifa de UGS face à proposta apresentada a 15 de abril.

Na sequência desta alteração, os preços de injeção e de regaseificação no ano gás 2017-2018 observam uma variação nula e os preços do serviço de armazenamento observam uma redução de 3,7%. Deste modo, a tarifa do terminal de GNL observa em 2017-2018 uma redução de 1,9%.

Em relação ao objetivo expresso de igualar a tarifa de armazenagem nos tanques de GNL ao resultado da soma da tarifa de armazenagem no armazenamento subterrâneo com a tarifa de injeção e a tarifa de extração, esta resulta essencialmente da compatibilização de dois objetivos: (i) a necessidade de garantir que os preços do armazenamento no terminal não são inferiores aos preços do armazenamento subterrâneo, para não distorcer a concorrência entre estas duas infraestruturas; (ii) a necessidade de garantir que os preços no armazenamento de GNL no terminal são próximos dos custos incrementais de longo prazo, de modo a facilitar a utilização do terminal por comercializadores de menor dimensão e, conseqüentemente, mitigar as barreiras de mercado à entrada de novos agentes pelo terminal e, também por esta via, contribuir para uma maior utilização desta infraestrutura.

Neste sentido, esta opção torna-se vantajosa para os comercializadores entrantes no mercado e, ao contribuir para aumentar as quantidades processadas, beneficiará todos os restantes utilizadores do terminal. No final da cadeia de valor estes benefícios serão transferidos para todos os consumidores, na medida em que propiciam a prática de preços mais competitivos e reduzem os custos unitários de utilização do terminal.

#### **4. NÍVEL TARIFÁRIO**

A ERSE reconhece a importância da análise ao proveito unitário das redes e infraestruturas, sem os ajustamentos, por forma a aferir se o custo médio por infraestrutura é semelhante entre Portugal e Espanha.



---

## 5. TARIFAS

### 5.1 TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

O CT identifica o impacto das variações tarifárias nos custos de acesso para consumos na fronteira entre os diversos níveis tarifários e propõe que a redução dos diferenciais no custo das tarifas de acesso às redes dos diferentes níveis de pressão seja perseguido com uma maior gradualidade nos próximos exercícios tarifários. Tomando em boa nota o parecer do CT, a ERSE mitiga as variações tarifárias nos custos de acesso às redes nas novas zonas de fronteira, recentemente introduzidas de 2 e 10 milhões de m<sup>3</sup>, em relação à proposta apresentada, reconhecendo desta forma que a convergência dos custos de acesso às redes nestas zonas deverá continuar a ser seguida de forma gradual e acautelando impactes tarifários.

No que concerne as variações das tarifas por atividade, efetivamente estas nem sempre têm o mesmo impacte nos diferentes níveis de pressão e escalões de consumo, uma vez que as tarifas aplicáveis são distintas, em linha com o previsto no Regulamento Tarifário. A tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) é um exemplo claro de variações distintas por nível de pressão e escalões de consumo, que se justifica pelo facto de: (i) aos consumidores em Alta Pressão (AP) é aplicada a tarifa de UGS do operador da rede de transporte, sendo que os centros electroprodutores apenas pagam a parcela I da tarifa de UGS; (ii) aos consumidores em Média Pressão (MP) e (baixa pressão) BP é aplicada a tarifa de UGS do operador da rede de distribuição, distinta da tarifa de UGS do operador da rede de transporte, por incluir ajustamentos ao nível da rede de distribuição; (iii) aos consumidores de MP e de BP> é aplicada a parcela II> da tarifa de UGS, e (iv) aos consumidores de BP< é aplicada a parcela II< da tarifa de UGS.

Adicionalmente, importa referir que quer a tarifa de UGS, quer a tarifa de URT do operador da rede de transporte (que são as tarifas aplicáveis aos clientes de AP e ao operador da rede de distribuição) são diferentes da tarifa de UGS do operador da rede de distribuição (aplicáveis aos consumidores de MP e de BP), uma vez que esta inclui os ajustamentos de faturação entre o ORT e o ORD de anos anteriores.

No que respeita a recomendação do CT no sentido de que seja feita uma revisão do conceito de entrada da tarifa de URT importa relembrar que, em 2010, quando a ERSE procedeu à introdução do conceito de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte, seguiu as melhores práticas a nível europeu, adaptando o sistema tarifário à nova diretiva Europeia e ao Regulamento n.º 715/2009.

Desta revisão resultou uma tarifa de URT faturada quer nos pontos de entrada na rede de transporte, quer nos pontos de saída, alcançando uma importante harmonização com Espanha no âmbito da criação do mercado ibérico de gás natural. Assim, 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, assim como os custos que têm com a utilização do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo) 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, ciente da pertinência da questão levantada pelo CT a ERSE publicou em 2011 uma nota interpretativa sobre esta matéria<sup>11</sup>.

## **5.2 TARIFA OPCIONAL MP (DESCONTO TARIFA MP-AP)**

A regra definida no ano gás 2016-2017 para as tarifas de acesso às redes opcionais em MP foi estabelecida para eliminar o incentivo que os clientes ligados fisicamente em MP e localizados relativamente perto da rede de transporte em AP têm de se ligar fisicamente a esta rede com o objetivo de redução significativa dos seus custos de acesso às redes, proveniente da diferença das tarifas de acesso às redes em AP e MP. A regra então definida estabelece um desconto a aplicar às tarifas de acesso às redes em MP. Este desconto é função da distância do consumidor à rede de AP (esta distância é definida no projeto de ligação à rede apresentado pelo ORT mediante um pedido de ligação à rede pelo cliente) e do seu consumo anual. A regra apenas se aplicava aos clientes ligados fisicamente em MP e não aos clientes ligados fisicamente em BP mas faturados em MP.

De acordo com o CT o desconto ao ser aplicável apenas para clientes com consumos anuais superiores a 10 milhões de m<sup>3</sup>/ano, deverá ser calculado pelo diferencial entre as tarifas de acesso às redes em AP (para consumos  $\geq 10$  milhões m<sup>3</sup>/ano) e as tarifas de acesso às redes em MP (para consumos  $\geq 2$  milhões m<sup>3</sup>/ano).

Atendendo a este Parecer, a ERSE define, para o ano gás 2017-2018, que a regra das tarifas de acesso às redes opcionais em MP se aplica a todos os consumidores faturados em MP (incluindo os consumidores ligados fisicamente em BP) e com consumos anuais superiores ou iguais a 10 milhões m<sup>3</sup>/ano. Desta forma, a regra é alterada em relação à proposta, passando a considerar o diferencial entre as tarifas de acesso às redes em AP (para consumos  $\geq 10$  milhões m<sup>3</sup>/ano) e as tarifas de acesso às redes em MP (para consumos  $\geq 2$  milhões m<sup>3</sup>/ano). Uma vez que o desconto aplicado às tarifas de acesso às redes depende do diferencial entre o custo de acesso às redes em AP e MP e considerando

---

<sup>11</sup>[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)

que as tarifas de acesso às redes são aprovadas anualmente, é desejável que também o valor do desconto seja definido em base anual, de modo a garantir-se a sua adequabilidade.

### **5.3 TARIFA FLEXÍVEL DE USO DA REDE DE TRANSPORTE POR PONTO DE SAÍDA COM CONTRATAÇÃO DIÁRIA**

O CT recomenda que para o ano gás 2017-2018 o “agravamento extraordinário e prudencial seja reavaliado” no que respeita aos fatores multiplicativos da tarifa flexível com contratação diária.

Como apresentado no documento da “Estrutura Tarifária 2016-2017” a opção tarifária flexível diária, foi introduzida com o objetivo de promover a integração do mercado retalhista de gás natural ibérico e uma harmonização tarifária com Espanha. Pretendeu-se com esta alteração aumentar a flexibilidade na estrutura tarifária para os consumidores com utilizações reduzidas no tempo e servindo esta alteração de catalisador para o aumento da utilização das infraestruturas do sistema nacional de gás natural. No entanto, considera-se que esta alteração tarifária foi introduzida num contexto em que o SNGN como um todo apresentava um consumo nacional de gás natural historicamente baixo, muito condicionado pelos centros electroprodutores apresentarem consumos de gás natural muito reduzidos, em resultado de fatores exógenos relacionados com as condições de hidraulicidade.

O CT refere no seu Parecer que é “possível constatar durante o AG2016-2017, a introdução desta opção tarifária não conduziu a comportamentos inesperados ou desviantes por parte dos agentes, não resultando um prejuízo para o SNGN”.

De acordo com os dados históricos de caracterização do consumo de gás natural verificados no SNGN e com as recentes previsões de consumo para o ano gás 2017-2018, verifica-se, por um lado, uma aderência reduzida à nova opção tarifária de contratação diária e, por outro lado, um retorno aos níveis “normais” de consumo de gás natural. Esta situação é fundamentalmente justificada pelas condições hidrológicas recentes, para as quais se observa um valor acumulado do índice de hidraulicidade para o presente ano hidrológico, com início a 1 de outubro de 2016, até ao final de maio de 2017 de 56%, correspondente a um ano bastante seco e, conseqüentemente, com grandes necessidades de produção de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, designadamente gás natural.

Neste contexto, a ERSE considera que é prematuro proceder-se à revisão dos multiplicadores da tarifa flexível diária, na medida em que as mesmas ainda não foram testadas em condições “normais” de funcionamento do SNGN.

### **5.4 TARIFA DE ENERGIA E TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDAS A CLIENTES FINAIS**

Conforme indicado no ponto 3.3.1 do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018”, as tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, são determinadas pela soma das tarifas de energia,

pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º-A da Portaria n.º 359/2015, que altera a Portaria n.º 108-A/2015, que estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso cabe à ERSE definir o parâmetro  $Y_{i,p}$ , que condiciona a variação do fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º-A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro  $Y_{i,p}$  até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período  $p$  seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo, ou seja, assegurando que o fator de agravamento não é negativo.

De acordo com o estabelecido no n.º 3 do artigo 2º-A, na ausência de definição pela ERSE do parâmetro  $Y_{i,p}$ , até ao termo do prazo referido no número anterior, este assume o valor zero. Nesta situação o fator de agravamento aplicável a partir de 1 de julho de 2017 é totalmente determinado pela seguinte diferença:

$$FA_{i,p} = (Te'_{i,p-1} - Curg_p)$$

Em que  $Te'_{i,p-1}$  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, no ano gás 2016-2017, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores  $i$  (MP, BP> e BP<). E  $Curg_p$  corresponde ao custo médio de aquisição de energia do CUR grossista previsto para o ano gás 2017-2018.

Nestas circunstâncias, a ERSE repercutiu integralmente o aumento da energia nas tarifas transitórias, o que conjugado com a redução do custos médios de utilização do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo e das entradas na rede de transporte, resulta numa redução do fator de agravamento de 5,50 para 2,08.

## 5.5 TARIFA SOCIAL E ASECE

O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, cria a tarifa social de fornecimento de gás natural a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, prevendo que a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor do gás natural.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, veio redesenhar os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista à implementação de um modelo único e automático e ao alargamento do número de beneficiários efetivos, revogando o regime de apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro (artigo 215.º), mas prevendo a não diminuição do valor do desconto face aos descontos sociais em vigor.

Neste contexto, a Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, aprova a primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, estabelecendo que o valor do desconto é determinado através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, e cria um modelo único para o gás natural e a eletricidade no que respeita ao modelo de aprovação dos descontos.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 33-A/2016, de 9 de junho, fixou as condições para a atribuição e aplicação automática da tarifa social de gás natural, determinando a troca de informações entre os comercializadores, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a Segurança Social e Autoridade Tributária e Aduaneira. Assim, a partir de 1 de julho de 2016, a DGEG passou a ser a entidade responsável por identificar os potenciais beneficiários da tarifa social. Para a concretização dessa atribuição, os comercializadores de energia elétrica passaram a remeter à DGEG a informação necessária à identificação dos titulares daqueles contratos de fornecimento.

O Despacho n.º 5138-B/2016, de 8 de abril – publicado em Diário da República em 14 de abril, veio aprovar o desconto da tarifa social de gás natural, que passou a integrar a componente até então atribuída através do ASECE. Nos termos daquele despacho, o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural, aplicável a partir de 1 de julho de 2016, e previsto no n.º 2 do artigo 3.º do Decreto -Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na redação da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, passou a corresponder a um valor que permita um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis, não devendo a sua aplicação ser considerada para efeitos de outros apoios em vigor. Esse desconto, sendo veiculado através da tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a oferta do mesmo por todos os comercializadores, deve representar um desconto entre 40 % e 55 % nesta tarifa, dependendo do tipo de cliente e do seu perfil de consumo.

A Portaria n.º 178-C/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações introduzidas ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de gás natural a clientes economicamente vulneráveis, no território de Portugal continental, dispendo no artigo 9.º que “O financiamento dos custos, a sua comunicação entre operadores, bem como os procedimentos de pagamento entre as entidades do setor do gás natural, são definidos nos regulamentos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nomeadamente no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário do Setor

---

Elétrico, tendo em consideração o estabelecido nos artigos 3.º e 4.º do Decreto -Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, alterado pela Lei n.º 7 -A/2016, de 30 de março.”.

Em relação às inspeções, não obstante não se tratar de matéria tarifária, informa-se que o CA da ERSE, no exercício das suas competências, aprovou em 2015 a realização de ações inspetivas junto da EDP Comercial – 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).

Ambas as ações inspetivas ocorreram em 4 de fevereiro de 2015 e, em 15 de abril de 2015, foram abertos processos de contraordenação contra os respetivos comercializadores, ao abrigo do Regime Sancionatório do Setor Energético (RSSE), por se considerar existirem indícios bastantes do não cumprimento das obrigações previstas na legislação aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis.

Com base nas diligências efetuadas em sede de inquérito, ambos os comercializadores foram notificados das respetivas notas de ilicitude por: não atribuição e aplicação tempestiva 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.

Nos termos do RSSE, em cada um dos processos, o CA da ERSE veio a deliberar proferir decisões condenatórias. A EDP Comercial foi condenada em coima por deliberação, do CA da ERSE, de 10 de dezembro de 2015, tendo a empresa interposto recurso, sem que exista decisão final. A Galp Power foi condenada por decisão tornada definitiva a 5 de setembro de 2016, em procedimento de transação, em coima, tendo ainda procedido ao pagamento de compensações individuais a clientes economicamente vulneráveis.

No seguimento das ações de inspeção realizadas, também em função no novo modelo, único e automático, instituído pelo legislador (vd. artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março), a ERSE não voltou a realizar ações de supervisão *on site* junto de comercializadores.

Por último, importa acrescentar que no documento da Proposta de Tarifas e Preços de gás natural, em particular no capítulo 3.2 (pag. 107, 108), apresenta o enquadramento legal da tarifa social e disponibiliza informação sobre o número de consumidores abrangidos pela Tarifa Social (Quadro 3-51). Esta informação é complementada com a informação disponível no documento da Caracterização da

---

Procura (capítulo 6.4.4) que apresenta as quantidades implícitas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, por escalão de consumo.

## **6. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)**

A ERSE, tal como mencionado em respostas dadas em anos anteriores ao CT, tem competências limitadas no que diz respeito à TOS. Não obstante, a ERSE tem procurado informar e sensibilizar sempre que adequado as instâncias responsáveis para os efeitos que, no atual quadro legal, a aplicação da TOS pode produzir na instabilidade tarifária e na sustentabilidade económica do setor do gás natural.

As taxas de ocupação do subsolo (TOS), como é consabido, não integram o processo de fixação de tarifas, apesar dos valores cobrados serem repercutidos na cadeia de valor do setor do gás natural.

No cumprimento das disposições aplicáveis, a ERSE tem competência para definir a metodologia de repercussão, impondo auditorias e supervisionando os pagamentos realizados de modo a assegurar que os valores repercutidos não excedem os valores cobrados pelos Municípios.

Mais recentemente, a Lei de Orçamento de Estado para 2017 e o Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as disposições necessárias à execução da Lei orçamental, introduziram novas disposições sobre a matéria.

Nestas circunstâncias, a ERSE promoveu junto das empresas concessionárias de distribuição de gás natural a adoção de um conjunto de processos que permitissem aos consumidores terem informação transparente sobre a cobrança da TOS, nomeadamente assegurando que:

- As faturas de gás natural identificam de forma clara, visível e destacada o valor correspondente à taxa de ocupação do subsolo, o município a que se destina e o ano a que respeita.
- A primeira fatura a apresentar aos consumidores com a cobrança da taxa de ocupação do subsolo seja acompanhada de informação completa e rigorosa sobre esta taxa, designadamente a justificação legal para a sua exigência, o valor devido, o ano a que respeita e o município a que se destina.
- Anualmente, os consumidores recebam informação atualizada sobre os montantes pagos, o município e o ano referente à taxa de ocupação do subsolo cobrada.
- Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de gás natural passem a disponibilizar nas suas páginas na Internet informação completa e atualizada sobre a TOS.

O Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as disposições necessárias à execução da Lei orçamental, dispõe no artigo 70.º que compete à ERSE avaliar a informação relativa ao cadastro das

---

redes de infraestruturas e as consequências no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras de infraestruturas.

O n.º 5 do artigo 70º conclui que, tendo em conta a avaliação feita, o Governo procederá à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.”

Logo em maio de 2017, na sequência do decurso do prazo previsto para comunicação pelos municípios à Direção Geral da Administração Local (DGAL) da informação sobre o cadastro das redes de infraestruturas, a ERSE dirigiu comunicação àquela Direção Geral com vista à obtenção da informação necessária para proceder à competente avaliação.

Em função da informação que vier a ser recebida, a ERSE estará em condições de efetuar o estudo e habilitar o legislador a tomar a decisão sobre esta matéria.

A ERSE toma em boa nota as recomendações referidas no Parecer do CT no que respeita à elaboração e disponibilização no seu portal de um simulador nacional das TOS. No entanto e antes de tomar qualquer diligência neste âmbito, a ERSE considera ser adequado no momento aguardar pela clarificação do quadro legal que regula esta matéria.

## **7. 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 na atividade da ERSE.

## **8. PREÇOS REGULADOS**

Na proposta de revisão regulamentar concretizada em 2016, a ERSE propôs a adoção de regras distintas das que até aí vigoraram para a integração de polos de consumo nas redes existentes. Não deixando de se reconhecer que a motivação para esta integração acolhe fatores históricos de desenvolvimento do setor do gás natural, nomeadamente no que concerne ao desenvolvimento em profundidade das redes de distribuição de gás natural, sendo tais fatores inevitavelmente associados à promoção de maior eficiência económica na gestão do conjunto de ativos afeto à atividade de distribuição de gás natural, em particular na indução de menores custos unitários de veiculação de gás natural.

Esta revisão acolheu, assim, as preocupações veiculadas pela ERSE a este respeito e também a sucessiva menção efetuada nos pareceres do CT relativamente à definição de preços dos serviços regulados orientados por critérios de racionalidade e eficiência económica, com particular enfoque na integração de polos de consumo existentes e a concretização de ações de conversão e de reconversão.



Desde logo, na referida revisão do quadro regulamentar, apontou-se para a necessidade de privilegiar uma metodologia que promova a redução dos custos unitários de utilização das redes, em particular das redes de distribuição, de modo a ativamente contribuir para a redução dos custos globais suportados pelos consumidores com a veiculação de gás natural. A concretização desta orientação regulamentar passa, conforme estatuído no artigo 181.º do Regulamento de Relações Comerciais, pela adoção de parâmetros de eficiência a aplicar aos preços de referência a publicar.

Neste enquadramento, os operadores de rede de distribuição formularam uma proposta de definição do referido parâmetro de eficiência a aplicar, casuisticamente, em cada rede de distribuição o qual integra um fator de deflação.

Ora, no entender da ERSE, o espírito da regulamentação aprovada estabelece claramente a existência de um valor de referência anual, o qual, por sua vez, é afeto de um parâmetros de eficiência que visa sinalizar positivamente o contributo para a redução dos custos unitários de veiculação de gás natural com a integração de novos polos de consumo ou conversão e reconversão de instalações consumidoras. Daqui decorre que um valor de referência anual deverá, devidamente justificado, incluir os elementos que o tornem *cost-reflective*, incluindo a própria variação nominal dos custos. Neste sentido, entendeu a ERSE que, de modo a que seja devidamente justificado e aderente à realidade, os fatores de depreciação sejam incluídos na rúbrica de preço de referência, deixando o parâmetro de eficiência isolado de efeitos nominais.

## **9. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS**

A ERSE agradece os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria.

## **10. RECEITA DA CESE E MINIMIZAÇÃO DOS ENCARGOS DO SNGN**

O orçamento de Estado para 2014, constante da Lei 83-C/2013, de 31 de dezembro, criou (artigo 228.º) a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE). Esta contribuição incide sobre os agentes do setor energético nacional previstos no referido diploma.

A Lei 83-C/2013 foi posteriormente alterada aquando da publicação do orçamento de estado de 2015 (Lei 82-B/2014, de 31 de dezembro), pela Lei 33/2015, de 27 de abril e pelo orçamento de estado para 2017 (Lei 42/2016, de 28 de dezembro).

A Lei 33/2015, de 27 de abril, alargou o âmbito de aplicação de CESE ao comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural. Com este alargamento a incidência objetiva da CESE, também se alterou, passando a mesma a incidir, sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*.

A Lei 33/2015, estabelece também no número 4 do artigo 11.º, que os valores obtidos por aplicação da CESE às atividades reguladas pela ERSE e aos contratos *take-or-pay* sejam consignados à minimização dos encargos do SNGN sendo abatidos na parcela II da tarifa de uso global do sistema. Simultaneamente, a Lei 33/2015 (artigo 13.º), condicionou o direito ao recebimento dos ajustamentos tarifários definidos para efeito de sustentabilidade de mercados e os respetivos encargos financeiros, devidos ao Comercializador de último recurso grossista de gás natural (CURG), ao pagamento integral da CESE.

A Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, da ERSE, estabeleceu 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*, em cumprimento do previsto na Lei n.º 33/2015.

Deste modo, o valor da receita da CESE já está associado ao pagamento da dívida dos montantes a receber pelo CURG, visto o ressarcimento destes montantes pelo CURG estar condicionado ao devido pagamento dos montantes da CESE pelo Comercializador do SNGN, que integra o mesmo grupo económico do que o CURG, montantes estes que, recorde-se, atualmente já ultrapassam os montantes em dívida ao CURG.

Em suma, a ERSE no âmbito dos processos de cálculo das tarifas dos anos gás 2015-2016, 2016-2017 e 2017-2018 reteve, no cumprimento do estabelecido legalmente, os montantes a receber pelo CURG referentes aos ajustamentos tarifários definidos para efeito de sustentabilidade de mercados e os respetivos encargos financeiros, no montante global de 66 milhões de euros, e afetou à atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema os valores referentes à CESE.

## **11. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO**

A ERSE concorda e acompanha a apreciação do CT em relação à importância assumida pelos aspetos de qualidade de serviço, designadamente quanto à construção de uma perceção integrada, por parte dos consumidores, relativamente ao funcionamento do setor do gás natural e dos desenvolvimentos do próprio mercado retalhista.

Mais recentemente, a 17 de maio de 2017, foi apresentada a consulta pública a revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do Gás Natural, que representa uma oportunidade para aperfeiçoar ainda mais este importante instrumento de regulação.