

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL
PARA O ANO GÁS 2018-2019**

Junho 2018

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Variações tarifárias.....	2
0.2	Proveitos permitidos e proveitos a recuperar no setor do gás natural.....	4
1	INTRODUÇÃO	11
2	PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS NATURAL.....	13
2.1	Determinantes da evolução dos proveitos permitidos.....	13
2.2	Atividades reguladas.....	36
2.3	Proveitos para cada atividade	40
2.3.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	40
2.3.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	41
2.3.3	Operação Logística de Mudança de Comercializador	42
2.3.4	Gestão Técnica Global do SNGN	43
2.3.5	Transporte de gás natural	45
2.3.6	Distribuição de gás natural	46
2.3.7	Compra e Venda de gás natural	51
2.3.8	Comercializador de último recurso grossista	51
2.3.9	Comercializador de último recurso retalhista	52
2.4	Parâmetros para a definição das tarifas	57
2.5	Compensação e transferências entre entidades reguladas	63
2.5.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	63
2.5.2	Transferência dos comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição	64
2.5.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	66
2.5.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP	66
2.5.3.2	Financiamento da tarifa social	66
2.5.4	Compensações e transferências dos comercializadores.....	70
2.5.5	Transferência entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte	74
2.5.6	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo	75
3	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2018-2019	77
3.1	Tarifas de Acesso às Redes e às Infraestruturas de Gás Natural.....	83
3.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	83
3.1.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL.....	84
3.1.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL.....	84
3.1.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL.....	85
3.1.1.4	Preços dos Serviços Agregados.....	86
3.1.1.5	Preço de Trocas Reguladas de GNL	86
3.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	88
3.1.3	Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador	89

3.1.4	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural	89
3.1.4.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	89
3.1.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	90
3.1.4.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	92
3.1.5	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural	99
3.1.5.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	99
3.1.5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	100
3.1.5.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	102
3.1.5.4	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição.....	102
3.1.6	Tarifas de Acesso às Redes	105
3.1.6.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte.....	106
3.1.6.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	108
3.1.6.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	111
3.2	Tarifa Social	112
3.2.1	Tarifa Social de Acesso às Redes	114
3.2.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	115
3.3	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	118
3.3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas	118
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 ³	120
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 ³	124
3.3.2	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	125
3.3.2.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	125
3.3.2.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³	125
3.3.2.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	126
3.3.2.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³	126
3.3.2.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	127
4	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2018-2019.....	129
4.1	Enquadramento regulamentar	129
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas.....	129
4.3	Preços a vigorar no ano gás 2018-2019.....	130
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	131
4.3.2	Encargos com a rede a construir	132
4.3.3	Preço de leitura extraordinária	132
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	133
4.3.5	Fatores a considerar para o cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n)	133
4.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural.....	134

5	CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA	137
6	ANÁLISE DE IMPACTES.....	141
6.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade.....	142
6.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes	144
6.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de Acesso Às Redes	144
6.2.2	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2018-2019	147
6.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	148
6.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	148
6.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	153
6.4	Impacte no preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	154
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 ³	154
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 ³	154
	ANEXOS.....	157
	ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES	159
	ANEXO II SIGLAS	163
	ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	167
	ANEXO IV PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019.....	171
	ANEXO V COMENTÁRIOS ERSE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019.....	175

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	2
Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes	3
Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade.....	3
Quadro 0-4 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	4
Quadro 0-5 - Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	4
Quadro 0-6 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2018-2019 por atividade	7
Quadro 0-7 - Proveitos permitidos para o ano gás 2018-2019 por atividade	8
Quadro 2-1 - Principais indicadores	14
Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas	15
Quadro 2-3 - Custos das infraestruturas de gás natural	18
Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2018-2019	22
Quadro 2-5 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019.....	23
Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas	24
Quadro 2-7 - Custo de capital para 2016-2019.....	24
Quadro 2-8 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2018-2019.....	26
Quadro 2-9 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2018-2019.....	27
Quadro 2-10 - Transferências para a parcela I da UGS	28
Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019.....	30
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019	30
Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019	30
Quadro 2-14 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019.....	31
Quadro 2-15 - 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	35
Quadro 2-16 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural.....	37
Quadro 2-17 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	41
Quadro 2-18 - Proveitos da REN Armazenagem	42
Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	43
Quadro 2-20 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema.....	44
Quadro 2-21 - Proveitos da atividade de Transporte de gás natural	45
Quadro 2-22 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural.....	47
Quadro 2-23 - Custos das infraestruturas de gás natural	51

Quadro 2-24 - Proveitos 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	52
Quadro 2-25 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	53
Quadro 2-26 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	55
Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2018-2019	57
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2018-2019.....	60
Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2018-2019.....	61
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema a vigorar no ano gás 2018-2019.....	61
Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2018-2019	61
Quadro 2-32 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2018-2019.....	62
Quadro 2-33 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2018-2019.....	63
Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2018-2019	64
Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2018-2019	64
Quadro 2-36 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2018-2019.....	65
Quadro 2-37 - Transferências do sobreproveito	65
Quadro 2-38 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2018-2019	66
Quadro 2-39 - Descontos previstos para o ano gás 2018-2019, no âmbito da tarifa social.....	67
Quadro 2-40 - Montantes suportados pelos operadores de rede, comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado, no ano gás 2018-2019, referentes à tarifa social.....	68
Quadro 2-41 – Montantes a transferir no âmbito da tarifa social, por operador de rede de distribuição k.....	69
Quadro 2-42 - Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte, no âmbito da tarifa social, referentes a anos anteriores, para o operador de rede de distribuição k.....	69
Quadro 2-43 - Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte, no âmbito da tarifa social, para o operador de rede de distribuição k	70
Quadro 2-44 - Repartição da recuperação de proveitos dos CUR no ano gás 2018-2019.....	71
Quadro 2-45 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II	72
Quadro 2-46 - Transferências UGS I	72
Quadro 2-47 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	73
Quadro 2-48 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG	73
Quadro 2-49 - Transferências mensais da REN em percentagem	74
Quadro 2-50 - Transferências entre o operador de Terminal de GNL e o operador da rede de Transporte	74
Quadro 2-51 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo	75

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas	78
Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de recepção de GNL	84
Quadro 3-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL	84
Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL	84
Quadro 3-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.....	85
Quadro 3-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL	85
Quadro 3-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas	86
Quadro 3-8 - Preços dos serviços agregados.....	86
Quadro 3-9 - Preço das trocas reguladas de GNL.....	88
Quadro 3-10 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	88
Quadro 3-11 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	89
Quadro 3-12 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	89
Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	90
Quadro 3-14 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	91
Quadro 3-15 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	91
Quadro 3-16 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	91
Quadro 3-17 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema.....	92
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	93
Quadro 3-19 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	94
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (Interligações internacionais e Terminal de GNL).....	95
Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (Redes de Distribuição, Clientes em AP e Instalações abastecidas por UAG)	98
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AP	98
Quadro 3-23 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação diária).....	98
Quadro 3-24 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação mensal).....	99
Quadro 3-25 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação anual).....	99
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	99
Quadro 3-27 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	100
Quadro 3-28 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	101
Quadro 3-29 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição	101
Quadro 3-30 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	102

Quadro 3-31 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP	103
Quadro 3-32 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	104
Quadro 3-33 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	104
Quadro 3-34 - Preços da tarifa de URD em BP>	104
Quadro 3-35 - Preços da tarifa flexível de URD em BP> (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	105
Quadro 3-36 - Preços da tarifa flexível de URD em BP> (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	105
Quadro 3-37 - Preços da tarifa de URD em BP<	105
Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2018-2019.....	106
Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível diária).....	106
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	106
Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	107
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP a vigorarem no ano gás 2018-2019	107
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível diária)	107
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	107
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	108
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2018-2019	108
Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2018-2019.....	108
Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	109
Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	109
Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2018-2019.....	109

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	109
Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	110
Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2018-2019	110
Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2018-2019	111
Quadro 3-55 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes	113
Quadro 3-56 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural	114
Quadro 3-57 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	114
Quadro 3-58 - Desconto da tarifa social.....	114
Quadro 3-59 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás	115
Quadro 3-60 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás	115
Quadro 3-61 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás	115
Quadro 3-62 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal	116
Quadro 3-63 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	116
Quadro 3-64 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás	116
Quadro 3-65 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	116
Quadro 3-66 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás	117
Quadro 3-67 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás	117
Quadro 3-68 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	117
Quadro 3-69 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	117
Quadro 3-70 - Fatores de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2018	120
Quadro 3-71 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2018.....	120
Quadro 3-72 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	120
Quadro 3-73 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás	121
Quadro 3-74 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás	121
Quadro 3-75 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal.....	121
Quadro 3-76 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	122
Quadro 3-77 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás	122
Quadro 3-78 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás	122
Quadro 3-79 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás	123
Quadro 3-80 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás	123
Quadro 3-81 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	123
Quadro 3-82 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	124

Quadro 3-83 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	124
Quadro 3-84 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	125
Quadro 3-85 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	126
Quadro 3-86 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	126
Quadro 3-87 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	127
Quadro 3-88 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m ³	127
Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2018-2019)	131
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2018-2019)	132
Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2018-2019).....	132
Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2018-2019).....	133
Quadro 4-5 - Valores de referência	135
Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência	136
Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por caminhão cisterna (sem UAG de Socorridos)	138

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Proveitos do setor do gás natural	5
Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses.....	16
Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent desde 1987	17
Figura 2-3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros	18
Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil.....	19
Figura 6-1 - Explicitação da variação tarifária	141
Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão	142
Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	143
Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição ..	144
Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais $\leq 10\,000\text{ m}^3$	144
Figura 6-6 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente	145
Figura 6-7 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores	146
Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	146
Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	146
Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a $10\,000\text{ m}^3$	147
Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$	147
Figura 6-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	148
Figura 6-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	148
Figura 6-14 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	149
Figura 6-15 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, no ano gás 2018-2019.....	150
Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão, no ano gás 2018-2019.....	150
Figura 6-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores	151
Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP	151
Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP	152
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>	152
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<	153
Figura 6-22 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais	153
Figura 6-23 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$	154

Figura 6-24 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	155
---	-----

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2018-2019, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a 2 de maio de 2018, à apreciação do Conselho Tarifário para emissão de parecer e da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, para comentários, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019”. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 30 de abril.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos. Até 1 de junho a ERSE elaborou a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2018-2019 e publicou a respetiva diretiva em Diário da República, conforme dispõe o Regulamento Tarifário.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2018-2019 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 definidos 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 2018-2019.

A necessidade de adaptar a regulamentação do setor do gás natural ao Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de operação logística de mudança de comercializador, às alterações relativas ao mecanismo de financiamento da tarifa social, preconizadas pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, e ao Código Europeu de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural, aprovado pelo Regulamento (CE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, conduziu a uma revisão do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais no início de 2018. A presente aprovação de tarifas já integra as alterações resultantes desta revisão regulamentar.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019 são:

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

0.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2018-2019, 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.
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- 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 m³, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2018, relativamente a julho de 2017, corresponde a um decréscimo de 0,2%.

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

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-0,2%

As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que vigoram entre 1 de julho de 2018 e 30 de junho de 2018, integram o desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos da Lei n.º 7- A/2016, de 30 de março, e do Despacho n.º 3121/2018, de 20 de março de 2018, aprovado pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Ao abrigo da legislação específica, podem beneficiar da tarifa social os consumidores que sejam beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família 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 2018 e 30 de junho de 2019, relativamente ao período homólogo de 2017-2018, consta do quadro seguinte.

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

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	-45,1%
Clientes em MP e BP (> 10 000 m ³ /ano)	-12,4%
Clientes em BP (< 10 000 m ³ /ano)	-0,6%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

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

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-47%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-33%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-18%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-85%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-9%

Verifica-se que a variação da tarifa de Energia para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorar a partir de 1 de julho de 2018, relativamente a julho de 2017, corresponde a um decréscimo de 3,2%.

Quadro 0-4 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-3,2%

No Quadro 0-5 apresenta-se a variação da tarifa de comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, relativamente ao período homólogo de 2017-2018.

Quadro 0-5 - Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	11,2%

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 PERMITIDOS E PROVEITOS A RECUPERAR NO SETOR DO GÁS NATURAL

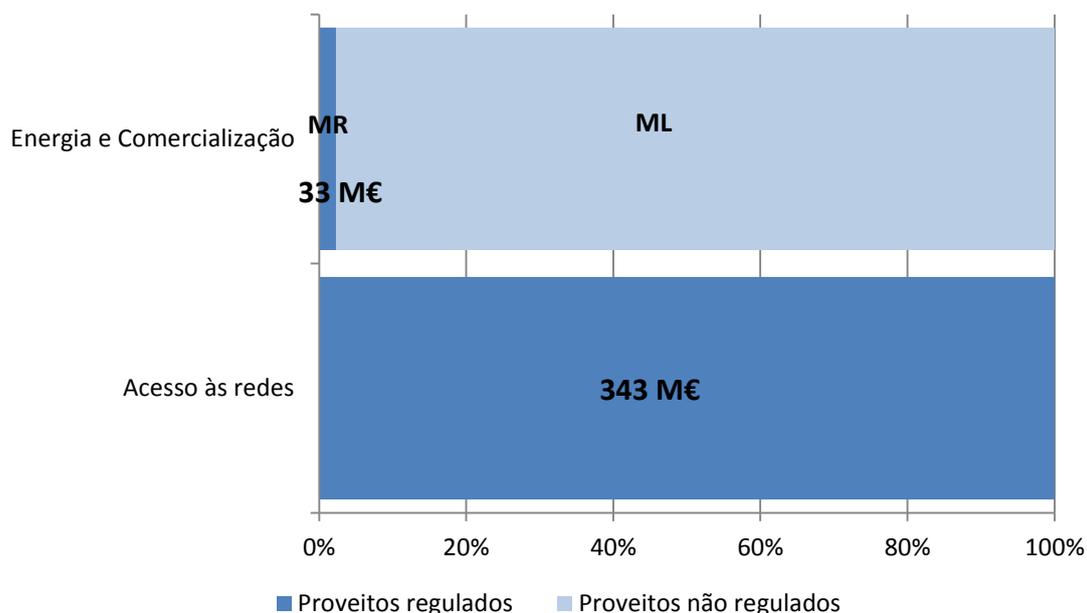
A Figura 0-1 apresenta o montante de proveitos regulados no setor do gás natural em Portugal e o seu peso relativo nos proveitos totais do setor, que se estima possam atingir valores em torno de 1 800¹ milhões de euros.

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

¹ Sendo este valor estimado tendo por base os custos regulados do ano gás 2018-2019, tanto para as atividades associadas aos acessos às infraestruturas em alta, média e baixa pressão, como para as atividades de comercialização.

de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Figura 0-1 - Proveitos do setor do gás natural



Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2018-2019 das empresas reguladas do setor do gás natural”, da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2018-2019”, bem como o documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, de junho de 2016.

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 ou compensação entre empresas.

O Quadro 0-6 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2018-2019, por atividade.

Tal como no ano anterior, observa-se uma diminuição dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso. Esta evolução incorpora fatores conjunturais e estruturais. No que diz respeito aos fatores conjunturais regista-se a forte inversão no sentido dos ajustamentos, sobretudo ao nível da alta pressão, a favor dos consumidores de gás natural que está associada a um nível de procura muito superior ao previsto. No que diz respeito a este grupo de fatores, regista-se igualmente a melhor conjuntura financeira nacional que levou a uma diminuição das *yields* das OT a 10 anos para níveis historicamente baixos. Tendo em conta que as taxas de remuneração dos ativos regulados estão indexadas, até um determinado limite, às *yields* das OT a 10 anos, esta evolução promoveu a diminuição dos custos de investimentos recuperados pelas tarifas.

No que diz respeito aos fatores estruturais, contribuíram as opções regulatórias tomadas até à data pela ERSE. Assim, os custos de exploração aceites para efeitos tarifários têm vindo a diminuir, tendo em conta as metas de eficiência que lhes são aplicadas, e que foram revistas no início do atual período regulatório de modo a refletir um aumento do grau de exigência em termos de eficiência. Ao nível dos custos de investimento, a tendência de um melhor ajustamento entre o nível de investimento e o nível de procura, cuja necessidade a ERSE tem alertado, tem resultado num menor nível de investimento nas infraestruturas de Alta Pressão e numa melhor adequação entre o nível de investimentos nas redes de Distribuição e o seu nível de consumo. A conjugação da diminuição do nível de investimento, com a diminuição da taxa de remuneração por ação da ERSE reflete-se na diminuição dos custos de investimentos a recuperar pelas tarifas.

Quadro 0-6 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2018-2019 por atividade

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a recuperar Tarifas 2018-2019	Proveitos a recuperar Tarifas 2017-2018	Variação	
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL [a]	21 764	34 069	-12 305	-36,1%
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural [b]	12 320	18 680	-6 360	-34,0%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural [c]	97 802	125 870	-28 068	-22,3%
Proveitos da atividade de transporte de gás natural	92 840	100 327	-7 487	-7,5%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I	5 656	32 784	-27 128	-82,7%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II	-1 106	-7 241	6 135	-84,7%
Proveitos da atividade de operação logística de mudança de comercializador	412	0	412	
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador	412		412	
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	234 680	251 632	-16 952	-6,7%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS	4 744	12 218	-7 474	-61,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	2 396	15 762		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS	-4 108	2 134		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	-8 614	1 621	-10 235	-631,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	-554	-715		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	8 060	-2 335		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<	6 231	-14 306	20 537	-143,6%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	-114	-5 992		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS	-6 345	8 313		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT	28 020	28 797	-777	-2,7%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	22 985	28 331		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	-5 034	-465		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC	412			
Custos do operador da rede de distribuição k, decorrente da aplicação da tarifa de OLMC, previstos para o ano gás t	412			
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC	0			
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural	203 888	223 302	-19 414	-8,7%
Proveitos do comercializador de último recurso grossista [j]	23 046	17 887	5 159	28,8%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	23 046	17 887	5 159	28,8%
Proveitos dos comercializadores de último recurso				
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	6 714	6 549	165	2,5%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	3 754	3 497	257	7,3%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	2 776	2 878	-102	
Proveitos da função de Comercialização	184	174	10	5,6%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³	54 627	42 124	12 502	29,7%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	19 292	14 390	4 902	34,1%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	27 768	21 789	5 980	
Proveitos da função de Comercialização	7 567	5 946	1 621	27,3%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]	373 998	418 282	-44 285	-10,6%

O Quadro 0-7 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

Quadro 0-7 - Proveitos permitidos para o ano gás 2018-2019 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos Permitidos 2018-2019
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	[a]	17 264
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	[b]	16 820
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	54 908
Proveitos da atividade de transporte de gás natural		53 155
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		1 753
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		0
Proveitos da atividade de operação logística de mudança de comercializador		0
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador	[d]	412
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	[e]	217 022
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		4 108
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa Social		137
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-8 060
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		6 345
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		5 034
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		0
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		209 458
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	[f]	25 979
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		25 979
Proveitos dos comercializadores de último recurso		
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		3 994
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		23 655
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 776
Proveitos da função de Comercialização	[g]	-22 437
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		57 073
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		-4 649
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		27 768
Proveitos da função de Comercialização	[h]	33 954
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		343 922

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-6 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.

- Não inclusão nos proveitos a recuperar do ORT dos valores decorrentes da aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural.

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 2018-2019 das empresas reguladas do setor do gás natural”, que acompanha essas tarifas.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a ERSE submeteu a 2 de maio de 2018, à apreciação do Conselho Tarifário para emissão de parecer e da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, para comentários, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019”. 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 140/2006², de 26 de julho e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho³. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 30 de abril.

A necessidade de adaptar a regulamentação do setor do gás natural ao Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de operação logística de mudança de comercializador, às alterações relativas ao mecanismo de financiamento da tarifa social, preconizadas pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, e ao Código Europeu de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural, aprovado pelo Regulamento (CE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, conduziu a uma revisão do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais no início de 2018. As presentes tarifas já integram as alterações resultantes desta revisão regulamentar.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2018-2019 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2016, os estimados para o ano 2017 e os previsionais dos anos de 2018 e de 2019 enviados pelas seguintes entidades:

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

² Na redação atual do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

³ 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.

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

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

- No capítulo 1, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2018-2019.
- No capítulo 2, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2018-2019, de acordo com o Regulamento Tarifário.
- No capítulo 3, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2018-2019, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.
- No capítulo 4, o custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna.
- Por último, no capítulo 5 é feita uma análise das variações tarifárias.

2 PROVEITOS PERMITIDOS 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 as metodologias regulatórias aplicadas para a definição dos proveitos permitidos⁴, que se materializam nos parâmetros regulatórios, tais como no caso da regulação por incentivos: i) as bases de custos sujeitas às metas de eficiência, ii) os indutores de custos⁵, iii) as metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração ou, de modo geral independentemente do tipo de regulação, as taxas de remuneração das atividades reguladas. Estes parâmetros são definidos para o período de regulação e revistos 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:

⁴ Apresentadas no ponto 2.2 deste documento.

⁵ Variáveis físicas às quais estão associadas a evolução dos proveitos permitidos e que refletem a atividade das empresas.

– **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 que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

Deste modo, e sendo o gás natural, tal como a eletricidade, 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 volume e preço.

Assim, para o ano gás 2018-2019 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: %

	2017	2018			2019		
	INE	BP	FMI	CE	BP	FMI	CE
Deflator do PIB	1,1	n.d.	1,5	1,3	n.d.	1,5	1,4
Deflator do Consumo Privado	1,3	-	-	1,5	-	-	1,5
IHPC	1,6	1,2	1,6	1,2	1,4	1,6	1,6

Fontes: ERSE, Banco de Portugal - "Projeções para a Economia Portuguesa: 2018-2020", março 2018; FMI - Portugal: *6th Fifth Post Program Monitoring Discussions, Staff Report, IMF Country Report No. 17/58*, fevereiro 2018; Comissão Europeia (CE) - *Spring 2018 Economic Forecast - Previsões económicas maio 2018*; INE.

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2018 como para o ano de 2019, como se esquematiza no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas

	2018	2019
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,5%	1,5%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,5%	1,5%
Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,5%	1,5%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,4%	1,5%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,5%	1,5%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,5%	1,5%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,5%	1,5%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,5%	1,5%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,5%	1,5%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,5%	1,5%
REN Armazenagem, S.A.	1,4%	1,4%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1,4%	1,4%
REN Gasodutos, S.A.	1,4%	1,4%
REN Portgás Distribuição S.A.	1,4%	1,5%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,5%	1,5%
Setgás Comercialização, S.A.	1,5%	1,5%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,9%	1,5%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,4%	1,5%
Transgás, S.A.	1,5%	1,5%

As taxas de inflação adotadas pela ERSE para o deflator do PIB previstas para 2018 (1,5%) e para 2019 (1,5%) são as que constam do documento “Sixth Post-Program Monitoring Discussions, Staff Report” do FMI, publicado em fevereiro de 2018.

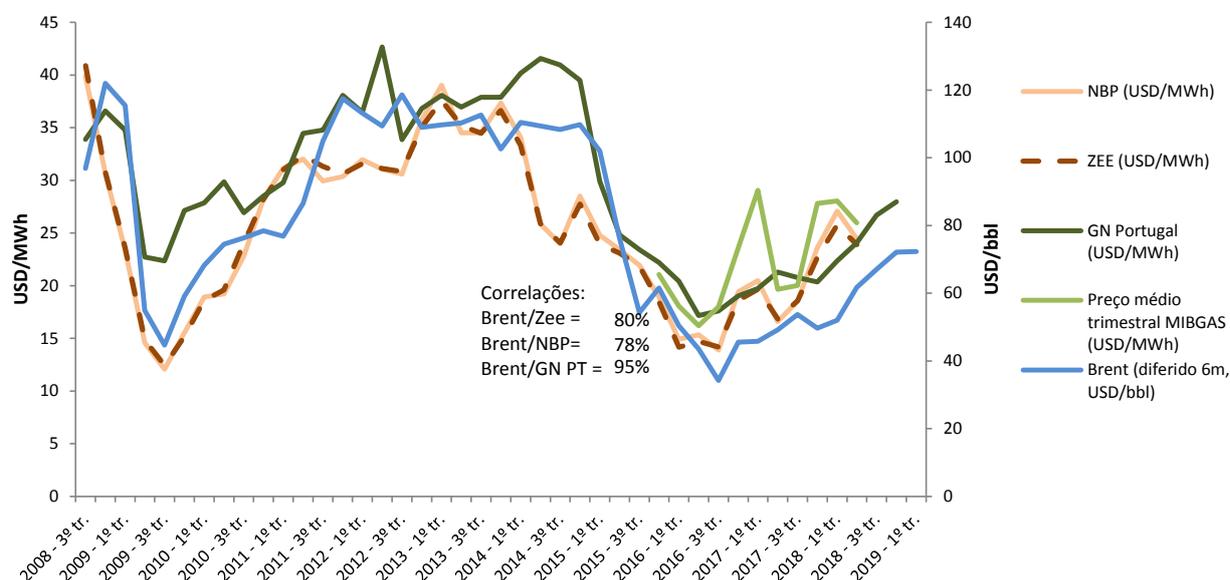
– **Custos de aquisição do gás natural**

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, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, associa o preço de aquisição de gás natural à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos 4 contratos de *take-or-pay*.

Para 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 correlações⁶. 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 de 6 ou 12 meses, consoante os contratos.

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



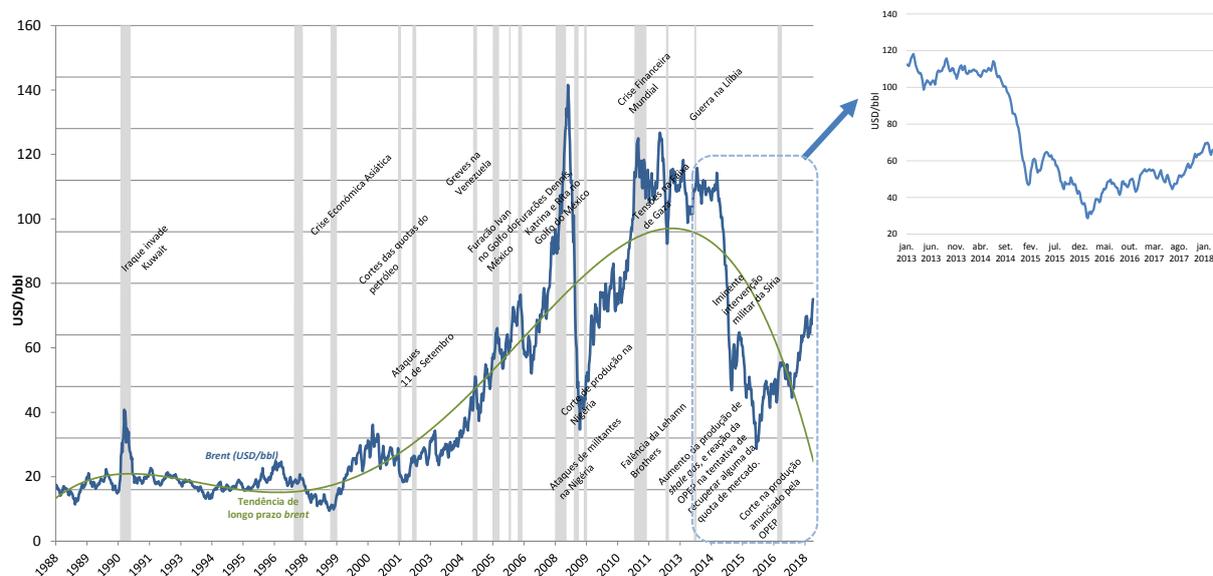
Nota: Não é apresentada a correlação com o MIBGAS por ter um número reduzido de observações, sendo que a correlação obtida com estes dados não foi significativa.

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, tendo o preço do Brent atingido um mínimo de 12 anos, com uma cotação de 27 USD/bbl, em janeiro de 2016. Após estes valores mínimos do início de 2016, as cotações do Brent observaram uma tendência de subida, com algumas oscilações, tendo registado um valor máximo de 75 USD/bbl no início de Maio de 2018, o que corresponde ao preço mais elevado desde Novembro de 2014.

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

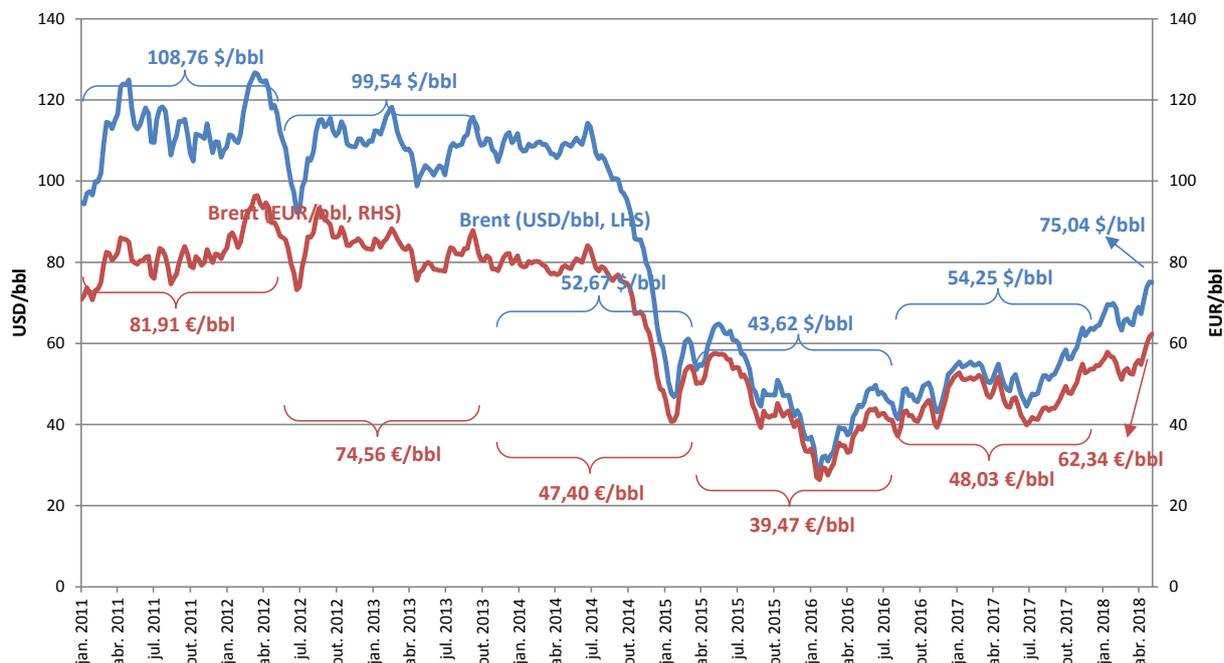
Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent desde 1987



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. Na figura pode-se observar uma importante desvalorização do euro face ao dólar americano desde 2014. Assim, a diferença entre o preço do Brent em USD e EUR que se tinha mantido relativamente estável até meados de 2014, registou uma diminuição significativa a partir da segunda metade de 2014, com a queda acentuada da cotação do EUR/USD. A partir de meados de 2017 verifica-se uma ligeira inversão da convergência o preço do Brent em USD e EUR, em resultado da valorização do EUR/USD, permitindo registar-se uma desvalorização do EUR/USD de apenas 11% desde março de 2014, quando esta cotação era de 1,39 EUR/USD.

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 2018-2019 foi de 2,2005 cent€/kWh, considerado 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	
2018/2019	
Custo unitário terminal	0,03459
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,03355
Custo unitário imob. RE	0,00572
Custo unitário rede transporte	0,02213
Custo unitário (Custos GGN)	0,00915
Custo unitário total	0,10514

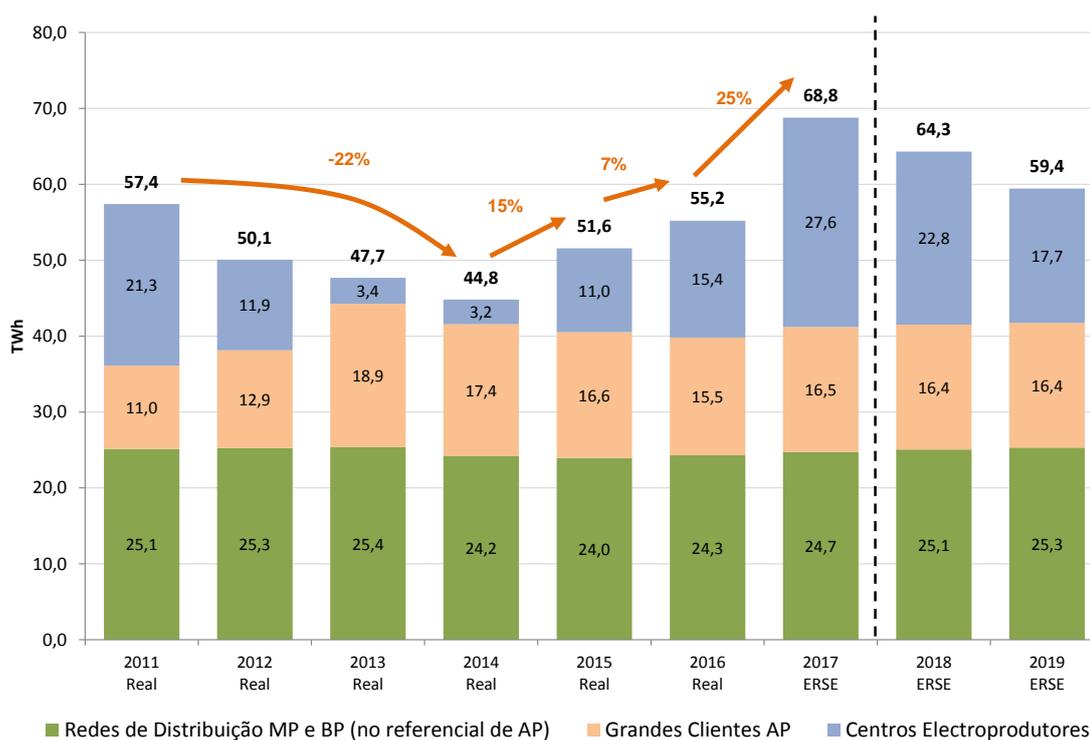
Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2018-2019 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

– **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 abastecidos pela rede de distribuição de gás natural. A repartição de consumos entre estes grupos tem-se alterado ao longo dos anos, principalmente devido à volatilidade do consumo dos centros electroprodutores no consumo, motivada essencialmente por fatores climáticos, mas também por um crescimento gradual dos consumos dos outros dois grupos de consumidores.

A Figura 2-4 ilustra a evolução dos consumos de gás natural em Portugal por ano civil, incluindo os dados previsionais para 2018 e 2019 da ERSE, que serão adiante explicitados.

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



Pode constatar-se que, após alguns anos com um peso decrescente do consumo dos centros electroprodutores, esta tendência foi contrariada nos últimos três anos, observando-se que em 2017 os grandes clientes de alta pressão representaram cerca de 24% do consumo nacional (16,5TWh), abaixo dos centros electroprodutores, que representaram 40% (27,6TWh).

No que respeita ao consumo agregado dos pequenos e médios consumidores, abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, cuja quota se tem situado em torno de 50% nos últimos anos, em 2017 representou cerca de 36% do consumo nacional (24,7 TWh). Assinala-se também o máximo histórico de 68,8 TWh do consumo nacional de gás natural registado em 2017, em resultado da tendência de crescimento do consumo dos centros electroprodutores anteriormente referida e manutenção do consumo dos outros dois segmentos.

Assim, para a definição de cenários futuros para a procura de gás natural, há a considerar o consumo abastecido pelas redes de distribuição em MP e BP, que atualmente é relativamente estável, e o consumo abastecido em alta pressão, que está concentrado num número reduzido de consumidores, particularmente os centros electroprodutores, que é muito influenciado por fatores externos, não só de natureza económica, mas também climatéricos, que, em contrapartida, se apresenta com grandes variações anuais.

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, que refletem o conhecimento que estas detêm sobre os consumidores ligados às suas redes e respetivos mercados, que foram ponderadas no quadro económico e regulatório que se perspetiva, para que sejam consistentes no seu todo.

Nas previsões do consumo de gás natural dos centros electroprodutores para os anos de 2018 e 2019, a ERSE assumiu a conjugação de diversos fatores que condicionam o consumo de gás natural dos centros electroprodutores, designadamente: (i) a neutralização no *mix* de produção elétrica, de 2018 e 2019, dos efeitos da hidraulicidade e eolicidade registados em 2015, 2016 e 2017, por consideração de anos hidrológicos e eólicos médios; (ii) a tendência de ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica que se perspetiva para 2018 e que se deverá manter em 2019; (iii) a evolução das quantidades contratuais estipuladas no AGC da central da Turbogás; (iv) a aproximação dos custos variáveis da produção das centrais térmicas a carvão e de ciclo combinado a gás natural⁷, que também se deverá a uma política ambiental que prevê o agravamento da carga fiscal para as centrais a carvão; e (v) um saldo exportador de eletricidade nulo ou em que o país é tendencialmente importador.

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 e optou por assumir as previsões da REN para os anos de 2018 e 2019, que incorporam os dados reais mais recentes deste segmento e confirmam esta estabilidade na evolução.

⁷ Tendo em conta os preços atuais e perspetivados para o futuro dos respetivos combustíveis e para as licenças de emissão de CO₂.

No que respeita às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, a ERSE optou por considerar as previsões dos fornecimentos totais e do número de pontos de entrega indicadas pelos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2018-2019, exceto para a Sonorgás. Para esta empresa, as previsões de procura associada aos novos polos de consumo foram revistas em baixa pela ERSE por se considerarem demasiado otimistas, à semelhança do que ocorreu em exercícios tarifários anteriores.

Na atividade de comercialização de último recurso retalhista (CUR), a ERSE assumiu as previsões indicadas pelas empresas para ambos os segmentos⁸, que procuram refletir a realidade atual do mercado e o ritmo de saída de clientes dos CUR, no contexto do atual regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais.

O balanço de gás natural para o ano gás 2018-2019, 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.

⁸ Clientes com consumo superior a 10000 m³ por ano e clientes com consumo inferior a 10 000m³.

Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2018-2019

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	35 511
	1.1 Campo Maior	35 511
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	24 614
	2.1 Injecções RNT	23 065
	2.2 Camião cisterna	1 550
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	1 662
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	61 788
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	60 238
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 662
	8 Centros electroprodutores	17 689
	9 Clientes industriais em AP	16 445
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 382
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	60 178
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	60
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	58 516
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	24 382
16	16 Redes abastecidas por UAG	702
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 084
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	17 101
	19 Clientes em BP	7 938
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	45
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	25 084

Nos documentos “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2018-2019” e “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2018-2019 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural”, encontram-se elementos adicionais sobre a procura de gás natural considerada para efeitos tarifários.

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 2018-2019 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 2018-2019

		2016	2017
Deflador do PIB		1,606%	1,060%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	-0,035%	
	<i>Spread</i> 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		-0,145%
	<i>Spread</i> no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

A definição do valor do *spread* para s-1 (2017) teve em conta as condições de financiamento das empresas. Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2018-2019 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 indutores⁹ de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Com base no trabalho efetuado, foram definidas, para

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

as atividades reguladas por incentivos, as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2017, 2018 e 2019, as bases de custos de exploração sobre as quais incidem as metas de eficiência 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 2016-2019

	Taxa 1º semestre 2016	Taxa 2º semestre 2016	Taxa 2017	Taxa prevista 2018-2019
Alta Pressão	7,49%	6,05%	6,02%	5,52%
Média e Baixa Pressão	7,99%	6,35%	6,32%	5,82%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC				4,40%

As taxas de remuneração previstas para 2018 e 2019 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 5,82% na média e baixa pressão e a 5,52% 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 2018-2019 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

A taxa de remuneração implícita utilizada no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC corresponde à mesma taxa utilizada para esta atividade no setor elétrico¹⁰.

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 simétrico 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 ou em sentido contrário, a recuperação de parte dos

¹⁰ O seu cálculo encontra-se explicitado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020” associado ao processo tarifário do setor elétrico para 2018.

proveitos da UGS I, através do Terminal de GNL. Foi esta última situação que se verificou este ano, e que pode ser visível no Quadro 2-8 que apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2018-2019.

Quadro 2-8 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2018-2019

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	-4 500
Total	-4 500

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 marcada volatilidade da procura de gás natural, em que se verificou, inicialmente, uma certa estagnação/redução da procura, mas, posteriormente, observou-se um forte incremento da procura, provocando, deste modo, variações tarifárias significativas. 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 na volatilidade das 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 2018-2019 é o terceiro 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 2018-2019, que este ano tem uma aplicação simétrica à do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 2-9 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2018-2019

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo	4 500
Total	4 500

No documento “Proveitos Permitidos do ano gás 2018-2019 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, 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 2018-2019 originou os seguintes efeitos:

- Na atividade de Transporte, o desvio de proveitos associado à procura na rede de transporte calculado no presente exercício tarifário situou-se em 68,5%, portanto acima do limite de 20%, originando a ativação do mecanismo. Em resultado da aplicação do número 9 do artigo 78.º do Regulamento Tarifário foi obtido um montante de -39 049 milhares de euros a incorporar nos proveitos do ano gás 2018-2019, notando-se que o sinal negativo corresponde a um montante a entregar à empresa. No ano gás 2017-2018, o mecanismo também havia sido ativado no mesmo sentido (originou um montante a entregar à empresa), iniciando-se a devolução pela empresa no ano gás 2018-2019, com o pagamento da 1.ª anuidade (um terço do montante entregue à empresa em 2017-2018, acrescido de juros) no valor de 4 933 milhares de euros;

- Na atividade de Distribuição o desvio de proveitos associado à procura na rede de distribuição calculado no presente exercício tarifário situou-se em 0,2%, 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 m³, 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.

Esta situação e o facto de as empresas não poderem deixar de receber os montantes a que têm direito sem que o seu equilíbrio económico-financeiro seja seriamente afetado originaram a criação de um mecanismo que corresponde ao diferencial entre os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Comercialização e os proveitos permitidos. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS). O valor de referência considerado para este diferencial foi definido tendo por base o valor de custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente. A definição destes custos está prevista no artigo 102.º do Regulamento Tarifário que, por sua vez, reflete o estabelecido no artigo 38.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

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 ³ EUR	
Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	3 766
Total	3 766

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 m³ e em três anos para os consumidores com consumo abaixo de 10 000 m³.

Sublinhe-se que os desvios de energia não extraordinários da atividade 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 recuperação da dívida em 3 anos terminou no ano gás 2012-2013. O mecanismo de alisamento a 6 anos dos montantes referentes aos ajustamentos extraordinários da atividade de compra de venda de gás natural a recuperar pela tarifa UGS II foi suspenso no ano gás 2014-2015. Posteriormente, a Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, 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*, condicionando a sua recuperação ao cumprimento da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual.

Registe-se que, 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.

Assim, no cumprimento do estabelecido legalmente, a ERSE no âmbito dos processos de cálculo das tarifas dos anos gás 2015-2016 a 2018-2019 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 2018-2019.

Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CUR	-1 373
Total	-1 373

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 2018-2019, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II_≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II_≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-141
Total	-141

Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II_> nos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II_{>}	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-1 232
Total	-1 232

– **Transferências de fornecimento de MP para AP**

A ERSE introduziu, no início do período regulatório 2010-2011 a 2012-2013, a possibilidade dos consumidores ligados em média pressão optarem pela tarifa de alta pressão, se consumirem anualmente uma quantidade de gás natural superior a 50 milhões m³.

O diferencial de receitas do operador de rede de distribuição resultante da faturação do acesso às redes em alta pressão a clientes ligados em média pressão é recuperado através da tarifa de Uso da Rede de Transporte e posteriormente transferido para o ORD respetivo, estando previsto no n.º 4 do Artigo 81.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 2-14 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2018-2019

Unidade: 10³ EUR

Transferências do ORT para o ORD	Valor
Transferências de fornecimento de MP para AP	5 570
Total	5 570

– **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 de alterar esta metodologia no ano gás 2014-2015. 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 publicada pela ERSE, contemplam-se transferências entre CUR, que deverão corresponder aos 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.

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. Até à data, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social era suportado por todos os consumidores de gás natural, na proporção da energia consumida, a repercutir nas tarifas de acesso às redes.

Contudo, a Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2018, introduz alteração relativamente à forma de financiamento da tarifa social. Assim, de acordo com o artigo n.º 209 desse diploma, os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás natural passam a ser suportados “...*pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior.*”.

Atendendo às dúvidas interpretativas já suscitadas pela ERSE na consulta pública às alterações regulamentares e tendo em consideração que as mesmas subsistiram após esse período, a ERSE diligenciou no sentido de ver esclarecida a interpretação relativa à imputação destes custos (quanto ao sujeito e proporção) tendo solicitado esclarecimento junto da Assembleia da República e pedido um parecer ao Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa.

Na proposta de Tarifas de Gás Natural para o ano gás 2018-2019, a ERSE, na ausência de melhor interpretação e atendendo à alteração ao financiamento dos custos com a tarifa social do setor do gás natural estabelecida pela Lei do Orçamento do Estado para 2018, propôs que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural passassem a ser suportados pelo operador da rede de transporte e pelos comercializadores de gás natural. Contudo, desde logo ressaltou que “*Considerando as dúvidas interpretativas quanto ao texto da norma, que ficaram patentes nos comentários recebidos na consulta pública, a ERSE tem feito diligências no sentido de obter uma esclarecimento quanto ao alcance da mesma. Pelo que, nesta matéria, caso surjam entretanto os esclarecimentos pertinentes, a proposta tarifária ainda poderá ser revista até à decisão final da ERSE.*”. No seu Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019, o Conselho Tarifário, secundando a recomendação formulada no Parecer emitido aquando da revisão regulamentar do gás natural, recomendou

expressamente à ERSE que reforçasse as diligências junto do legislador no sentido de esclarecer o quadro legal inerente à aplicação da tarifa social.

Efetivamente, na referida consulta pública regulamentar, a ERSE entendeu que, nos termos da lei, os custos com a tarifa social do gás natural fossem suportados, seguramente, pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) e pelos comercializadores, em partes iguais e questionou se outros os operadores não deveriam suportar o encargo, desde logo, obviamente, os Operadores das Redes de Distribuição, por serem subsumíveis à norma legal.

Como é conhecido, Sua Excelência o Secretário de Estado da Energia solicitou ao Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República um parecer sobre a tarifa social do gás natural. Em concreto, destacam-se de entre as questões formuladas as seguintes:

“3.ª O artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, determina que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado no ano anterior. Face aos intervenientes no setor do gás natural passíveis de integrar o conceito de empresa transportadora e de comercializador, quais os abrangidos pelo artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do Estado para 2018?”

“4.ª Qual a proporção do volume comercializado de gás no ano anterior ou repartição entre transportadores e comercializadores deve ser aplicado face ao disposto na lei, em particular no artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do estado para 2018?”

“5.ª São repercutíveis nas tarifas de acesso às redes ou, de qualquer outra forma, nos consumos de gás natural, os valores suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás?”

O Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, em Parecer votado na sessão de 18 de maio de 2018, entretanto homologado por Sua Excelência o Senhor Secretário de Estado da Energia, que foi recebido na ERSE no passado dia 24 de maio, considerou que o artigo 209.º da Lei do Orçamento do Estado para 2018 revogou tacitamente o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que fazia repercutir nos consumidores os custos da tarifa social, e procurou clarificar o novo modo de financiamento da tarifa social.

Tal modo de financiamento consubstancia-se, nos termos do referido Parecer, na imputação a todas as empresas que procedam ao transporte e comercialização do gás natural, em tais se incluindo os operadores das redes de distribuição. Com efeito, segundo o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, *“Independentemente da densificação que o legislador entenda fazer do artigo 209.º do OE 2018, não será despidendo precisar algo mais sobre o seu último segmento - “na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”. Não pode por volume comercializado de gás considerar-se tão-somente as operações relativas à comercialização de gás na aceção já atrás reproduzida [citando a*

legislação setorial, e em termos gerais: compra e venda de gás natural a clientes], sob pena de deixar sem sentido a estatuição do financiamento pelas “empresas transportadoras”. Tem, portanto, de entender-se volume comercializado num sentido amplo que permita abranger todos os operadores que constituem o universo da norma.”.

Assim, entendeu o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República que “*deve aqui ser considerado como transporte de gás toda a veiculação de gás quer se faça através de uma rede interligada de alta pressão quer se faça através da rede de distribuição*”. Acrescenta-se ainda que para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social, deve considerar-se o respetivo “volume de entregas/fornecimentos de gás no ano anterior”.

Nestes termos, a ERSE, fazendo seus os argumentos invocados pelo Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, com quadro de excecionalidade, procedeu ulteriormente a uma alteração do Regulamento Tarifário do gás natural, que se encontra a produzir efeitos.

Em consequência, num quadro de excecionalidade, a ERSE alterou a proposta de tarifas apresentada relativamente aos valores que deverão ser suportados por cada entidade (Operador da Rede de Transporte, Operadores da Rede de Distribuição, Comercializadores de Último Recurso e Comercializadores que atuam no mercado) para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social.

Assim, nos termos e com os fundamentos enunciados, incluindo os que presidiram à alteração do Regulamento Tarifário, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso) nos termos acima expostos.

– ***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, 2016 e 2017 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, n.º 2166/16.9BELSB e 2493/17.8BELSB, 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, no ano gás de julho de 2016 a junho de 2017 e no ano gás de julho de 2017 a junho de 2018, 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 2017-2018 com um impacto global entre 157 milhões de euros e 199 milhões de euros, dependendo do cenário adotado.

Quadro 2-15 - 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 2017-2018		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 -1,1%
		milhares de €	em %		
A	10,8%	157 082	70,3%	33,7%	32,2%

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 2017-2018		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 -1,1%
		milhares de €	em %		
B	19,5%	199 444	89,3%	42,8%	41,2%

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 10,8%. No segundo cenário, é utilizado um deflator de 2% ao ano para os anos de 2008 ao 1.º semestre de 2017 inclusive, conduzindo a um fator de reavaliação de 19,5%.

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 vindos.

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.

Quadro 2-16 - 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
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por Price-cap ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

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
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 s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	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) Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível das atividades de terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo; g) Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados; h) Custos com a campanha de informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural; i) Custos do gestor logístico das UAG; j) 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; k) 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
	Operação Logística de Mudança de Comercializador	a) Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: <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 tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

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 (1) 5 empresas licenciadas (3) Operadores da rede de Distribuição (ORD)	Distribuição de gás natural	OPEX: Regulação por price cap Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta a quantidade de gás natural distribuída e o número de pontos de abastecimento. CAPEX: Base de ativos a custos históricos (a) Regulação por custos aceites Ajustamento da base de ativos	a) Custos de exploração e de investimento. b) Reposição gradual da neutralidade financeira. c) Compensação por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. d) Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP. e) Reavaliação inicial.	Fator de eficiência entre 2% e 7% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às yields das OT	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	UGS	a) Proveitos a recuperar por aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema: pass through de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos decorrentes das parcelas I, II> e II< do uso global do sistema. b) Compensação pela aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema. c) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. d) Tarifa social.		Tarifa de Uso Global do Sistema
	URT	a) Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte: pass through de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos pelo uso da rede de transporte. b) Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.		Tarifa de Uso da Rede de Transporte
	OLMC	a) Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: pass through de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos pelo uso da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador b) Compensação pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
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; d) tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador			Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
	Comercialização de gás natural	OPEX: Regulação por price cap 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 yields 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, REN Portgás Distribuição, Setgás e Tagusgás.

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

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

2.3 PROVEITOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos do ano gás 2018-2019, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

Para a fundamentação dos proveitos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2018-2019 das empresas reguladas do setor do gás natural”, da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2018-2019”, bem como o documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, de junho de 2016.

No documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2018-2019 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, 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 2018-2019”, 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 2-17 a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2018-2019 e os do ano gás 2017-2018. Observa-se uma redução significativa dos proveitos permitidos para esta atividade, principalmente devido ao incremento do valor dos ajustamentos a devolver pelo operador do Terminal de GNL aos consumidores de gás natural.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Quadro 2-17 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2017-2018	Proveitos permitidos 2018-2019	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
a	Custos com capital afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	31 870	29 923	-1 947	-6,1%
b=1+2*3+4*5	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	7 015	8 314	1 299	18,5%
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 612	4 571	-41	-0,9%
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,080244	0,079530	-0,000715	-0,9%
3	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	16 088	27 007	10 919	67,9%
4	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,040692	0,043845	0,003153	7,7%
5	Consumo de energia ativa (MWh)	27 313	36 113	8 800	32,2%
c	Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0	0	0	-
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas às Interligações	0	0	0	-
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread	0%	0%	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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	-5 124	19 208	24 332	-
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	806	1 765	958	-
j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	43 202	17 264	-25 938	-60,0%
k	Desvios positivos ou negativos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	9 133	-4 500	-13 633	-
l=j-k	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	34 069	21 764	-12 305	-36,1%

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 trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem em 25 de julho de 2014, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015. O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos da REN Armazenagem para o ano gás de 2018-2019 e para do ano gás 2017-2018. Verifica-se uma redução significativa dos proveitos, decorrente, também nesta atividade, de devolução de ajustamentos aos consumidores de gás natural.

Quadro 2-18 - Proveitos da REN Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2017-2018	Proveitos permitidos 2018-2019	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo	6 535	6 458	-77	-1,2%
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	192 492	188 274	-4 218	-2,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	6,35%	5,52%	-0,83%	-13,1%
d=1+2*3+4	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 531	3 322	-209	-5,9%
1	<i>Componente fixa (103€)</i>	2 451	2 404	-46	-1,9%
2	<i>Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)</i>	0,239664	0,235133	-0,004531	-1,9%
3	<i>Energia extraída/injetada (GWh)</i>	4 192	3 332	-860	-20,5%
4	<i>Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo</i>	75	134	59	78,1%
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	174	134	-40	-22,8%
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	-3 233	4 613	7 846	-
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-540	-574	-34	-
m'	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015	0	-825	-825	-
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m-m'	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	25 880	16 820	-9 060	-35,0%
o	Desvios positivos ou negativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	7 200	4 500	-2 700	-37,5%
p=n-o	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	18 680	12 320	-6 360	-34,0%

2.3.3 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A Diretiva 2003/55/CE, de junho de 2003, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revogou a Diretiva 98/30/CE. Esta Diretiva acelerou a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes, o mais tardar a partir de 1 de Julho de 2007. Assim, com a liberalização do mercado, os consumidores de gás natural têm desde 2007 a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de gás natural, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador de gás natural. Esta possibilidade iniciou-se em janeiro de 2007 para os produtores de eletricidade em regime ordinário e alargou-se progressivamente até janeiro de 2010 aos restantes consumidores de gás natural.

Em face da liberalização, a legislação de bases do setor desde 2006 previu a figura do operador de mudança de comercializador cuja atividade, por falta de regulamentação autónoma, foi atribuída transitoriamente ao operador da rede de transporte de gás natural.

Esta situação foi alterada pela publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de eletricidade e gás, tendo sido atribuída à ADENE – Agência para a Energia.

O ano gás 2018-2019 é o primeiro ano de fixação pela ERSE de tarifas para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

O Quadro 2-19 apresenta os proveitos para o ano gás de 2018-2019 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2017-2018	Proveitos permitidos 2018-2019	Varição valor	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás natural aceites pela ERSE, previstos para o ano t	0	412	412	-
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás natural que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0	0	0	-
C	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1.	0	0	0	-
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	0	0	0	-
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0	412	412	

2.3.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2018-2019 da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema e os do ano gás 2017-2018. A diminuição dos proveitos da atividade de gestão técnica global do SNGN associados à parcela I da tarifa de UGS decorre principalmente: i) da redução dos montantes dos mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL e da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, ii) do acréscimo verificado nos ajustamentos a devolver pela empresa aos consumidores e iii) na alteração da forma de financiamento da tarifa social que deixa de ser suportada pelos consumidores de gás natural. Ao nível da parcela II da tarifa de UGS ocorre um acréscimo que deriva sobretudo da não reversão para as tarifas de 2018-2019 de valores resultantes da CESE, ao contrário do sucedido no ano anterior.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2017-2018	Proveitos permitidos 2018-2019	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G+H+I+J+K	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	16 451	5 656	-10 795	-65,6%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	12 796	12 345	-451	-3,5%
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participativo	3 235	2 669	-566	-17,5%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	26 503	28 796	2 293	8,7%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	6,35%	5,52%	-0,83%	-13,1%
4	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	893	1 058	165	18,5%
5	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	3 651	3 606	-45	-1,2%
6	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	3 553	3 808	255	7,2%
7	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	217	383	166	76,5%
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	6 055	3 766	-2 289	-37,8%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	1 410	137	-1 273	-90,3%
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	3 376	8 082	4 706	-
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	-226	1 850	2 076	-
J	Compensação por desvios de faturação	-660	-660	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	16 451	5 656	-10 795	-65,6%
L	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	-4 500	-13 633	-
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	7 200	4 500	-2 700	-37,5%
N=K+L+M	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	32 784	5 656	-27 128	-82,7%
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.	-1 667	-1 373	294	-
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	5 850	0	-5 850	-100,0%
11	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	275	267	-8	-3,1%
O=8+9-10+11	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	-7 241	-1 106	6 135	-84,7%
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	25 543	4 550	-20 993	-82,2%
R	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	-	1 623	-	-

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

2.3.5 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2018-2019 da atividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2017-2018. Face ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT diminuem, face ao valor importante dos ajustamentos a devolver pela empresa aos consumidores de gás natural, facto que foi mitigado pela 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.

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

		Unidade: 10 ⁵ EUR			
		Proveitos permitidos 2017-2018	Proveitos permitidos 2018-2019	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	27 859	27 608	-251	-0,9%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações	629 731	604 719	-25 011	-4,0%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem	6,35%	5,52%	-0,83%	-13,1%
4=a+b*c+d+e	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	18 638	19 119	481	2,6%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	8 113	7 960	-153	-1,9%
b	Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (103€/GWh/dia)	22,229324	21,809022	-0,420303	-1,9%
c	Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)	273	304	31	11,3%
d	Custo de transporte por rodovia de GNL	3 458	3 969	511	14,8%
e	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	995	561	-434	-43,6%
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	995	562	-433	-43,5%
6	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
7	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	-
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0%	0%	0%	-
9	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0%	0%	0%	-
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0%	0%	0%	-
11	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0%	0%	0%	-
12	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	6 043	26 815	20 772	-
13	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-1 735	-437	1 298	-
A=1+2*3+4-5+6-7*(8+9)*(10+11)-12-13	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	81 156	53 155	-28 001	-34,5%
B	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP previstos para o ano gás t	4 460	5 570	1 109	24,9%
C=A+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	85 617	58 725	-26 892	-31,4%
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	-14 710	-34 116	-19 405	-
E=C-D	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	100 327	92 840	-7 487	-7,5%

2.3.6 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-22 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás 2018-2019 da atividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2017-2018. Constata-se que os proveitos a recuperar diminuíram cerca de 9%, essencialmente devido a: (i) decréscimo do custo com capital em cerca de 8%, que se deveu essencialmente a uma diminuição notória da taxa de remuneração e (ii) decréscimo de cerca de 5,5 milhões de euros nos ajustamentos de anos anteriores. A aplicação de metas de eficiências nos custos de exploração permitiu diminuir o valor dos proveitos associados aos custos em cerca de 0,6 milhões de euros face ao ano anterior.

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, da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador são apresentados no Documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2018-2019 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

Unidade: 10³ EUR

		Beiragás					Dianagás					Duriensegás				
		Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variação %	Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variação %	Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variação %
		2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19	2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19	2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19
A=1+(2'3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 839	5 332	5 315	5 348	-9%	1 405	1 274	1 274	1 274	-9%	3 853	3 541	3 548	3 535	-8%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	1 972	1 927	1 900	1 954		676	643	636	651		1 878	1 889	1 867	1 911	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	58 185	58 520	58 706	58 333		10 979	10 840	10 974	10 706		29 717	28 392	28 883	27 901	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	6,65%	5,82%	5,82%	5,82%		7%	6%	6%	6%		0	0	0	0	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 624	3 587	3 601	3 573	-1%	1 380	1 340	1 347	1 333	-3%	1 850	1 815	1 822	1 807	-2%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	9 463	8 919			-6%	2 786	2 614			-6%	5 703	5 356	5 370	5 342	-6%
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	242	-478				-230	-178				492	-665			
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	-197	236				-6	10				-132	17			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	9 418	9 160			-3%	3 022	2 783			-8%	5 343	6 004			12%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		REN Portgás Distribuição					Lisboagás					Lusitaniagás				
		Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variação %	Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variação %	Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variação %
		2017-2018	2018-2019			17-18/18-19	2017-2018	2018-2019			17-18/18-19	2017-2018	2018-2019			17-18/18-19
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	42 043	39 573	39 052	40 093	-6%	47 282	42 635	42 743	42 527	-10%	25 148	22 859	22 839	22 880	-9%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	11 326	12 412	12 145	12 680		14 503	14 413	14 259	14 566		7 262	7 316	7 235	7 396	
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	462 171	466 834	462 487	471 182		493 198	485 093	489 593	480 594		269 123	267 169	268 202	266 136	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	7%	5,82%	5,82%	5,82%		7%	6%	6%	6%		7%	6%	6%	6%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	12 466	12 606	12 501	12 710	1%	26 755	26 246	26 386	26 106	-2%	9 033	8 956	8 993	8 920	-1%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	0														
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	54 509	52 178	51 553	52 804	-4%	74 037	68 881			-7%	34 181	31 816	31 832	31 800	-7%
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	335	1 063				0	112				3 486	4 020			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	6 050	-1 123				-157	477				-13 014	-1 615			
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	2 465	-3 025				3 668	233				442	8 695			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	45 658	55 263			21%	70 526	68 059			-3%	43 268	20 715			-52%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10⁶ EUR

		Mediçãs					Pagçãs					Setçãs				
		Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variaçã %	Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variaçã %	Tarifas	Tarifas	2018	2019	Variaçã %
		2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19	2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19	2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19
A=1+(2'3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 983	1 951	1 927	1 975	-2%	627	570	573	566	-9%	13 932	12 685	12 669	12 701	-9%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	909	1 010	974	1 046		271	270	269	272		3 935	4 015	3 966	4 064	
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	16 162	16 182	16 382	15 982		5 356	5 144	5 226	5 062		150 422	149 022	149 597	148 447	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	7%	6%	6%	6%		7%	6%	6%	6%		7%	6%	6%	6%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	1 107	1 113	1 111	1 116	1%	456	447	448	447	-2%	6 056	6 066	6 060	6 072	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				
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	3 090	3 065	3 039	3 091	-1%	1 083	1 017	1 021	1 013	-6%	19 989	18 751	18 729	18 773	-6%
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				639	374			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	-264	87				96	38				-2 043	-910			
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	94	102				-7	-61				276	732			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	3 260	2 876			-12%	993	1 040			5%	21 116	18 495			-12%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10⁶ EUR

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19	2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19	2017-2018	2018-2019	2018	2019	17-18/18-19
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	6 493	6 788	5 911	7 666	5%	8 089	7 428	7 382	7 474	-8%	156 696	144 635	143 232	146 037	-8%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	3 124	3 337	2 935	3 740		2 628	2 661	2 625	2 697		48 484	49 891	48 807	50 975	
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	50 697	59 321	51 160	67 482		82 168	81 940	81 764	82 117		1 628 179	1 628 464	1 622 978	1 633 949	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem	7%	5,82%	6%	5,82%		7%	6%	6%	6%		7%	6%	6%	6%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 812	3 681	3 430	3 932	-3%	3 495	3 487	3 503	3 470	0%	70 034	69 344	69 203	69 485	-1%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPD A	0					0					0	0			
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	10 305	10 469	9 341	11 598	2%	11 584	10 915	10 886	10 944	-6%	226 730	213 978			-6%
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				4 460	5 570			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	447	886				138	242				-8 242	-3 242			
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	377	98				229	664				7 209	7 762			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	9 481	9 486			0%	11 217	10 008			-11%	223 302	203 888			-9%

2.3.7 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos do ano gás 2018-2019 foi de 2,2005 cent€/kWh, considerado 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
	2018/2019
Custo unitário terminal	0,03459
Custo unitário armazen.subterrâneo	0,03355
Custo unitário imob. RE	0,00572
Custo unitário rede transporte	0,02213
Custo unitário (Custos GGN)	0,00915
Custo unitário total	0,10514

2.3.8 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-24 apresenta os proveitos para o ano gás 2018-2019 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 da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2017-2018 (1)	Proveitos Permitidos 2018	Proveitos Permitidos 2019	Proveitos Permitidos 2018/2019 (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	17 887	24 644	21 447	23 046	29%
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	275	267	267	267	-3%
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	4 229			-1 748	
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	689			-1 419	
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	473			500	6%
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	12 771	24 911	21 714	25 979	103%
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	275	267	267	267	
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	-5 391			2 667	
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 da sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes	0	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	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	17 887	24 644	21 447	23 046	

2.3.9 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-25 e o Quadro 2-26 apresentam os proveitos 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 2017-2018 e 2018-2019 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2017-2018 (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	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 t, 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	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	66	232	380	2 224	8 529	6 173	153	81	3 880	-263	155	21 612

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2018-2019 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	1 182	174	633	4 758	9 669	3 486	313	90	2 015	112	613	23 046
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	-268	-30	-72	-111	-1 247	-636	-32	-13	-239	28	-135	-2 753
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	626	48	161	2 089	2 559	256	77	18	788	50	34	6 706
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	1 601	-202	109	915	-1	-2 673	103	11	39	57	129	87
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	-776	358	435	1 864	8 359	6 540	165	75	1 426	-24	585	19 006

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3) = (2) - (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	282	49	87	1 652	1 712	588	106	23	486	13	161	5 159
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	510	-24	195	1 119	731	-46	17	9	288	82	93	2 975
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	388	27	295	1 168	1 961	738	26	23	2 580	-257	-100	6 849
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	226	-80	-458	-275	-811	-471	52	-3	71	-50	-262	-2 060
E	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	-842	125	55	-360	-171	366	11	-6	-2 454	239	430	-2 605

		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	31%	39%	16%	53%	22%	20%	51%	34%	32%	13%	36%	29%
	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												
	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t	-1273%	54%	14%	-16%	-2%	6%	7%	-7%	-63%	-91%	278%	-12%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2017-2018 (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	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	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	476	106	320	2 162	5 434	1 620	149	-12	1 523	107	292	12 175

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2018-2019 (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	481	102	293	1 710	3 925	1 618	169	43	1 311	97	315	10 063
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0	229	0	0	0	0	0	0	0	229
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	16	0	43	557	305	16	6	3	132	0	42	1 119
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	26	29	14	338	763	120	19	-8	275	27	-19	1 584
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	-4	13	8	-600	181	-98	-1	0	32	7	-7	-470
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	541	60	314	2 987	3 823	1 812	157	53	1 284	63	421	11 517

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3) = (2) - (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	53	8	17	97	331	144	18	6	124	-17	24	805
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t				38								38
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	16	-12	8	178	-629	-21	1	3	-121	-1	42	-537
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	0					0						0
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	7	29	9	71	1 063	103	3	-44	365	23	-57	1 572
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	-3	13	21	-584	250	-172	8	-12	-124	2	-7	-608
G	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G = A+B+C+D-E-F	66	-46	-5	826	-1 611	193	8	65	-238	-44	129	-658

		Variação % (4) = (3) / (1) - 1											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	12%	9%	6%	6%	9%	10%	12%	15%	10%	-15%	8%	9%
	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t				20%								20%
	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%	22%	47%	-67%	-56%	17%		-48%	-100%		-32%
	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	0%					0%						0%
	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	37%	-7269%	163%	27%	-355%	590%	18%	-121%	-402%	625%	-152%	12876%
	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	234%	-2568%	-156%	3733%	-363%	-232%	-87%	-98%	-79%	43%	798%	-440%
	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	14%	-43%	-2%	38%	-30%	12%	5%	-536%	-16%	-41%	44%	-5%

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 em cada uma das atividades do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural, do operador logístico de mudança de comercializador, 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 2018-2019 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 2018-2019

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{RAR,r}$	5,52%	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 76.º
$r_{AS,r}$	5,52%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, em percentagem	Art.º 77.º
r_{OMC}	4,40%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, em percentagem	Art.º 78.º
r_{GTGS}	5,52%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 80.º
r_T	5,52%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 81.º
r_D	5,82%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 88.º
$FCE_{RAR,n}$	Quadro 2-28	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento de GNL	Art.º 76.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

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 76.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 76.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 76.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 76.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 76.º
y_t^{OT}	0,30605	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 76.º
$FCE_{AS, s}$	Quadro 2-29	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 77.º
$VCE_{AS, s}$	Quadro 2-29	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 77.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 77.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

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 77.º
y_t^{OAS}	-0,16356	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 77.º
-	412	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás natural aceites pela ERSE, no ano t	Art.º 78.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 80.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 80.º
$FCE_{T,s}$	Quadro 2-31	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 81.º
$VCE_{T,s}$	Quadro 2-31	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 81.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 81.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 81.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 81.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 88.º

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{D,s}^k$	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 88.º
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 88.º
X_{VCE}^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 88.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 88.º
$\tilde{C}_{E_s}^{CUR_k}$	Quadro 2-33	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e ano s+1	Art.º 103.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 103.º
r^{CUR_k}	5,82%	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 103.º

Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2018-2019

	2018	2019	Eficiência anual
Componente fixa (10³€)	4 583	4 560	2,0%
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,079729	0,079330	
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,048721	0,038969	

Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2018-2019

	REN Armazenagem		
	2018	2019	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	2 422	2 386	3,0%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (€/GWh)	0,236910	0,233356	

Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema a vigorar no ano gás 2018-2019

	2018	2019	Eficiência anual
Componente de custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência (10 ³ €)	1 060	1 055	2,0%

Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2018-2019

	2018	2019	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	8 020	7 900	3,0%
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10 ³ €/GWh/dia)	21,973826	21,644218	

Quadro 2-32 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2018-2019

2018	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 404,406	0,000563	0,030996
Dianagás	526,160	0,002358	0,062253
Duriensegás	715,968	0,001289	0,027806
REN Portgás Distribuição	4 799,678	0,000258	0,016136
Lisboagás	10 517,609	0,000842	0,022502
Lusitaniagás	3 500,565	0,000162	0,018260
Medigás	420,748	0,001594	0,023189
Paxgás	177,975	0,003926	0,033965
Setgás	2 383,647	0,000470	0,016492
Sonorgás	1 015,680	0,005305	0,106961
Tagusgás	1 328,518	0,000416	0,042526

2019	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 383,340	0,000555	0,030531
Dianagás	518,268	0,002299	0,060697
Duriensegás	705,228	0,001270	0,027389
REN Portgás Distribuição	4 775,680	0,000257	0,016055
Lisboagás	10 359,845	0,000829	0,022164
Lusitaniagás	3 448,057	0,000160	0,017986
Medigás	418,644	0,001586	0,023073
Paxgás	177,085	0,003906	0,033795
Setgás	2 371,729	0,000468	0,016410
Sonorgás	969,974	0,005013	0,101078
Tagusgás	1 295,305	0,000406	0,041463

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 2018-2019

2018	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	109,715	0,481	28,99538	34,81168
Dianagás	25,782	0,070	34,99278	39,95067
Sonorgás	36,772	1,005	38,66708	1117,22921
Duriensegás	68,480	0,315	30,52547	83,97542
Lisboagás	992,264	1,963	23,96107	30,38245
Lusitaniagás	381,889	0,832	25,88706	36,64689
Medigás	44,874	0,325	22,36216	325,24063
Paxgás	10,535	0,249	17,45886	332,18814
EDP Gás SU	448,581	1,079	30,69352	56,86417
Setgás	330,310	0,518	27,75938	41,51889
Tagusgás	97,256	0,571	31,04469	68,52280

2019	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	109,166	0,478	28,85040	34,63762
Dianagás	25,653	0,070	34,81782	39,75091
Sonorgás	36,589	1,000	38,47375	1111,64306
Duriensegás	68,138	0,313	30,37284	83,55554
Lisboagás	987,303	1,953	23,84126	30,23054
Lusitaniagás	379,979	0,828	25,75763	36,46365
Medigás	44,650	0,324	22,25035	323,61442
Paxgás	10,482	0,248	17,37157	330,52720
EDP Gás SU	446,338	1,073	30,54005	56,57985
Setgás	328,658	0,516	27,62058	41,31130
Tagusgás	96,769	0,568	30,88947	68,18018

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 2018-2019 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 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2018-2019

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	OLMC	URD	Total ORD
Beiragás	-196 027	-198 578	-66 624	140 996	10	1 174 800	854 575
Dianagás	-21 790	-27 211	-13 944	29 158	-1 474	1 586 073	1 550 812
Duriensegás	-54 481	28 185	47 679	108 753	-4 971	1 510 722	1 635 888
REN Portgás Distribuição	-1 272 435	-499 632	-314 180	-919 123	16 764	-1 186 211	-4 174 818
Lisboagás	3 470 232	325 353	287 748	2 187 494	-73 133	6 585 748	12 783 443
Lusitâniagás	-1 293 548	311 835	30 129	-1 593 506	78 257	-23 231 982	-25 698 816
Medigás	-35 026	-10 199	-22 464	15 980	-4 627	945 037	888 702
Paxgás	-7 979	2 230	1 125	6 804	-1 431	607 030	607 780
Setgás	-390 568	59 297	37 646	35 733	-16 677	2 337 114	2 062 545
Sonorgás	1 430	-13 967	-320	43 145	-3 200	7 022 441	7 049 530
Tagusgás	-199 807	22 686	13 206	-55 434	10 482	2 649 227	2 440 360
Total	0	0	0	0	0	0	0

(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 2018-2019, as compensações entre os ORD ascendem a 29 874 milhares de euros.

Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2018-2019

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	REN Portgás Distribuição		Lusitâniagás	Total ORD
	Beiragás	119 426	735 149	854 575
Dianagás	216 725	1 334 087	1 550 812	
Duriensegás	228 614	1 407 273	1 635 888	
Lisboagás	1 786 476	10 996 966	12 783 443	
Medigás	124 195	764 506	888 702	
Paxgás	84 937	522 843	607 780	
Setgás	288 239	1 774 306	2 062 545	
Sonorgás	985 166	6 064 363	7 049 530	
Tagusgás	341 039	2 099 322	2 440 360	
Total	4 174 818	25 698 816	0	

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

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 2018-2019

Unidade: EUR

Empresas	Sobreproveito
Beiragás	73 623
Dianagás	10 465
Duriensegás	15 430
REN Portgás Distribuição	316 519
Lisboagás	298 059
Lusitâniagás	133 998
Medigás	8 909
Paxgás	3 620
Setgás	83 074
Sonorgás	7 726
Tagusgás	19 432
Total	970 854

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 sobreproveito

Unidade: EUR

Pagadores CUR	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores ORD											
Beiragás	73 623										73 623
Dianagás		10 465									10 465
Duriensegás			15 430								15 430
REN Portgás Distribuição				316 519							316 519
Lisboagás					298 059						298 059
Lusitâniagás						133 998					133 998
Medigás							8 909				8 909
Paxgás								3 620			3 620
Setgás									83 074		83 074
Sonorgás										7 726	7 726
Tagusgás											19 432
	73 623	10 465	15 430	316 519	298 059	133 998	8 909	3 620	83 074	7 726	19 432
% de faturação do CUR a transferir	6,2%	6,0%	2,4%	6,7%	3,1%	3,8%	2,9%	4,0%	4,1%	6,9%	3,2%

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 81.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 5,9925% dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural do operador da rede de transporte no ano gás de 2017-2018, em função da faturação mensal da tarifa de URT. O Quadro 2-38 reflete a transferência prevista para o ano gás 2018-2019.

Quadro 2-38 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2018-2019

ORD	Euro	ORD	%
REN Portgás Distribuição	1 063 459	REN Portgás Distribuição	1,1455%
Lisboagás	112 168	Lisboagás	0,1208%
Lusitaniagás	4 019 996	Lusitaniagás	4,3300%
Setgás	374 003	Setgás	0,4028%
Total	5 569 625	Total	5,9992%

2.5.3.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No Quadro 2-39 apresentam-se os descontos previstos para o ano gás 2018-2019 por operador de rede de distribuição no âmbito da tarifa social. Este montante resulta dos valores a suportar pelos operadores de rede de transporte, de rede de distribuição e comercializadores, acrescidos dos ajustamentos dos anos anteriores (s-1 e s-2).

Quadro 2-39 - Descontos previstos para o ano gás 2018-2019, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	87 797
Dianagás	13 150
Duriensegás	25 539
REN Portgás Distribuição	557 381
Lisboagás	546 028
Lusitâniagás	209 296
Medigás	15 053
Paxgás	6 967
Setgás	254 228
Sonorgás	405
Tagusgás	44 372
Total	1 760 216

Os montantes suportados pelos operadores de rede, comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado apresentam-se seguidamente no Quadro 2-40.

Quadro 2-40 - Montantes suportados pelos operadores de rede, comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado, no ano gás 2018-2019, referentes à tarifa social

Unidade: EUR

	Empresas	Tarifa Social
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos	688 242
Operadores de Rede de Distribuição	Beiragás	8 835
	Dianagás	802
	Duriensegás	2 099
	REN Portgás Distribuição	69 189
	Lisboagás	44 518
	Lusitâniagás	82 459
	Medigás	1 044
	Paxgás	153
	Setgás	18 686
	Sonorgás	1 095
	Tagusgás	12 340
Comercializadores de Último Recurso	Beiragás	576
	Dianagás	88
	Duriensegás	326
	EDP Gás SU	2 544
	Lisboagás	4 916
	Lusitâniagás	1 854
	Medigás	169
	Paxgás	50
	Setgás	1 045
	Sonorgás	93
	Tagusgás	370
Comercializadores de mercado	EDP Comercial	159 170
	Galp Power	303 190
	Endesa	133 340
	Gás Natural fenosa	42 244
	Iberdrola	93
	Incrygas	1 482
	Goldenergy	14 823
	Cepsa	26 445
	Gás do Mário	6
	Rolear	225
	Audax	310
	PH Energia	307
	Ecochoice	7
	Crieneco	218
TOTAL	1 623 352	

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2017.

De acordo com o previsto nos Artigos 80.º e 85.º do Regulamento Tarifário em vigor, o operador da rede de transporte deverá transferir com periodicidade mensal para o operador da rede de distribuição k, os montantes recebidos e suportados referentes à tarifa social.

No Quadro 2-41 apresentam-se os montantes a transferir e a receber, por operador, referentes a ajustamentos de anos anteriores, no âmbito da tarifa social, de acordo com os artigos 77.º, 80.º e 81.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, na sua última redação.

Quadro 2-41 – Montantes a transferir no âmbito da tarifa social, por operador de rede de distribuição k

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	Recebedores						
	REN	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Sonorgás
REN		12 454	178 478	40 965	11 776	1 741	6 384
Beiragás	17 906						
Dianagás	164						
REN Portgás Distribuição	299 557						
Setgás	69 793						
Tagusgás	1 242						

Nota: esta informação apresenta-se para efeitos de reporte contabilístico

Relativamente aos ajustamentos de anos anteriores, o operador da rede de transporte, deverá transferir os valores, mensalmente em proporção da faturação, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 2-42 - Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte, no âmbito da tarifa social, referentes a anos anteriores, para o operador de rede de distribuição k

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social	Empresas	Tarifa Social
Beiragás	17 906	Beiragás	0,3166%
Dianagás	164	Dianagás	0,0029%
REN Portgás Distribuição	299 557	REN Portgás Distribuição	5,2963%
Setgás	69 793	Setgás	1,2340%
Tagusgás	1 242	Tagusgás	0,0220%

O quadro seguinte apresenta os montantes a transferir pelo operador da rede de transporte, referente à tarifa social do ano, líquida dos montantes a serem financiados pelos operadores da rede de distribuição,

plasmada no Quadro 2-40 e dos montantes a receber pelos operadores de rede de distribuição, referentes aos ajustamentos de anos anteriores, conforme Quadro 2-41.

Quadro 2-43 - Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte, no âmbito da tarifa social, para o operador de rede de distribuição k

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	72 136
Dianagás	11 325
Duriensegás	9 000
REN Portgás Distribuição	444 853
Lisboagás	280 576
Lusitâniagás	69 599
Medigás	1 063
Paxgás	4 532
Setgás	215 775
Sonorgás	-7 106
Tagusgás	28 581
Total	1 130 335

Os valores a transferir pela REN correspondem aos montantes fixados pela ERSE. No que se refere à Sonorgás estes montantes deverão ser transferidos pelo operador da rede de distribuição.

2.5.4 COMPENSAÇÕES E TRANSFERÊNCIAS DOS COMERCIALIZADORES

Os proveitos dos comercializadores são recuperados através das seguintes parcelas:

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

O Quadro 2-44 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Quadro 2-44 - Repartição da recuperação de proveitos dos CUR no ano gás 2018-2019

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	2 666 610	0	0	2 666 610
Beiragás	-20 136	-1 958 482	-1 621	188 144	-1 792 095
Dianagás	-4 892	183 418	922	33	179 480
Duriensegás	-22 094	-198 172	-1 044	115 465	-105 845
Lisboagás	42 937	-1 310 374	4 984	499 786	-762 668
Lusitaniagás	17 665	3 053 288	4 424	519 612	3 594 989
Medigás	-8 093	-147 855	1 013	9 570	-145 365
Paxgás	-1 824	-15 037	959	4 348	-11 554
EDP Gás SU	-44 262	-2 893 648	-22 051	1 844 421	-1 115 540
Setgás	55 125	-588 855	13 760	330 546	-189 423
Sonorgás	-1 887	-135 725	-32	22 674	-114 971
Tagusgás	-12 538	-28 264	-1 315	-429 173	-471 290
TOTAL	0	-1 373 098	0	3 105 427	1 732 329

Nota:

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 2-44 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados nos quadros seguintes.

Quadro 2-45 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		2 666 610	2 666 610
Lisboagás	1 690 903	-923 383	767 520
EDP Gás SU	1 822 370	-2 937 910	-1 115 540
Sonorgás	22 641	-137 612	-114 971
Tagusgás	-430 488	-40 802	-471 290
Total	3 105 427	-1 373 098	1 732 329

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 2-47), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-48).

Quadro 2-46 - Transferências UGS I

Unidade: EUR

	Pagadores	
	REN	Tagusgás
Recebedores		
REN		430 488
Lisboagás	1 690 903	
EDP Gás SU	1 822 370	
Sonorgás	22 641	
Total	3 535 915	430 488

Quadro 2-47 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	Pagadores			
	Lisboagás	EDP Gás SU	Sonorgás	Tagusgás
REN	923 383	271 300	137 612	40 802
CURg		2 666 610		
Total	923 383	2 937 910	137 612	40 802

Quadro 2-48 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	Pagadores
	REN
CURg	267 000
Total	267 000

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 2-44.

No caso da REN os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação, conforme Quadro 2-49. Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-47 e no Quadro 2-48. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-46 e no Quadro 2-47, referentes às transferências de UGS I e de UGS II, respetivamente.

Quadro 2-49 - Transferências mensais da REN em percentagem

	REN UGS I
Lisboagás	29,896%
EDP Gás SU	32,220%
Sonorgás	0,400%
Total	62,516%

2.5.5 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DE TERMINAL DE GNL E O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

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 simétrico 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, ou da recuperação de parte dos proveitos da tarifa de UGSI através dos Terminal de GNL.

No ano gás de 2018-2019 cerca de 21% dos proveitos permitidos da REN Atlântico serão transferidos para REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do Sistema. Assim, mensalmente a REN Atlântico deverá transferir para a REN Gasodutos um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-50.

Quadro 2-50 - Transferências entre o operador de Terminal de GNL e o operador da rede de Transporte

Unidade: EUR

Recebedor \ Pagador	REN Atlântico
REN Gasodutos	4 500 000

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 simétrico 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 27% 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 2-51.

Quadro 2-51 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Armazenamento Subterrâneo

Unidade: EUR

Recebedor	Pagador	REN Gasodutos
REN Armazenagem		4 500 000

3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2018-2019

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2018-2019, 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.
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- 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
<i>Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito</i>	UTRAR	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal	Uso dos serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três serviços: receção de GNL, armazenamento de GNL e regaseificação de GNL Difere consoante se trata de entregas à RNTGN ou a camiões cisterna
<i>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</i>	UAS	Operadores de armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
<i>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</i>	OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operador da Rede de Transporte	Operação logística de mudança de comercializador	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
	OLMC_{ORT}	Operador da Rede de Transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP		
	OLMC_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		
<i>Tarifas de Uso Global do Sistema</i>	UGS_{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP	Operação do sistema (parcela I) e desvios de aquisição de energia (parcela II)	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais A parcela II não se aplica aos centros eletroprodutores
	UGS_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2018-2019

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	URT _{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP Agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada na RNTGN	Uso da rede de transporte	Tipo entrada-saída com preços diferenciados de entrada e saída Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
	URT _{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	URD				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP</i>	URD _{MP}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Uso da rede de distribuição em MP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP></i>	URD _{BP>}	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP>, com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<</i>	URD _{BP<}	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP<, com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2018-2019

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Energia	TE				
<i>Tarifa de Energia para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³</i>	TE_{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10000 m ³ /ano
<i>Tarifa de Energia para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³</i>	TE_{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10000 m ³ /ano
Tarifa de Comercialização	COM				
<i>Tarifa de Comercialização para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³</i>	COM_{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ /ano
<i>Tarifa de Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³</i>	COM_{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2018-2019

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Acesso às Redes		Operador da rede de transporte	Cientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	
		Operadores das redes de distribuição	Cientes 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 transitórias de Venda a Clientes Finais	Tarifa Transitória	Comercializadores de último recurso retalhistas			
<i>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³</i>	Tarifa Transitória ^{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Cientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Tarifas aplicáveis durante o período transitório
<i>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³</i>	Tarifa Transitória ^{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Cientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Tarifas aplicáveis durante o período transitório

3.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E ÀS 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 2018-2019”.

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 2018-2019”, 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.

Conforme referido no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2018-2019”, foi definida uma nova opção tarifária aplicável aos serviços agregados de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em que as variáveis de faturação são a energia regaseificada e a capacidade contratada de regaseificação. Atendendo aos comentários do Conselho Tarifário relativamente a esta nova tarifa (Mecanismo de Continuidade), a ERSE define para o ano gás 2018-2019 os preços desta, ficando a sua aplicação condicionada à definição das regras de detalhe.

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)	0,00004708

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	0,000680	0,00002236
Produto trimestral	0,000680	0,00002236
Produto mensal	0,000680	0,00002236
Produto diário		0,00002236

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 2018-2019".

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 às RNTGN	Capacidade de regaseificação contratada		Energia
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/kWh
Capacidade de regaseificação contratada			
Produto anual	0,005259	0,00017289	
Produto trimestral	0,006836	0,00022476	
Produto mensal	0,007888	0,00025933	
Produto diário		0,00034578	
Produto intradiário		0,00038036	
Energia			0,00011929

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 2018-2019”.

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

No 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 PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS

No quadro seguinte apresenta-se o preço dos serviços agregados de receção, de armazenamento e de regaseificação de GNL. Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam no Quadro 3-6. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores e do desenho desta nova opção tarifária é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2018-2019”.

Quadro 3-8 - Preços dos serviços agregados

PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS	Capacidade de regaseificação contratada		Energia
Capacidade de regaseificação contratada	(EUR/kWh/dia)/mês	(EUR/kWh/dia)/dia	EUR/kWh
Produto anual	0,012458	0,00040958	
Produto trimestral	0,016195	0,00053245	
Produto mensal	0,018687	0,00061436	
Produto diário		0,00081915	
Energia			0,00032966

Conforme referido pelo CT, a introdução desta nova opção tarifária no Terminal de GNL associada ao novo Mecanismo de Continuidade está condicionada à definição de regras de detalhe para a definição da parametrização operacional deste mecanismo, nomeadamente, contratação de capacidade, limites operacionais de utilização dos tanques, entre outros. A ERSE concorda com esta proposta aprovando para o ano gás 2018-2019 os preços desta tarifa, ficando a sua aplicação condicionada à definição das referidas regras.

3.1.1.5 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.

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

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

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

De acordo com a Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho, o PRGNL é determinado, a título previsional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh, da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, para o ano gás 2018-2019, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2017, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2018-2019. 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.

Nos últimos anos tem-se vindo a registar uma 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 (97%, para o ano de 2017), 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 1 440 GWh, no ano de 2017. 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 2018-2019 é o apresentado no quadro seguinte.

Quadro 3-9 - Preço das trocas reguladas de GNL

Preço das trocas reguladas de GNL	Energia (EUR/kWh)
Energia entregue	0,00041615

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 2018-2019”.

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 3-10 apresentam-se os preços referidos.

Quadro 3-10 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	Energia	Capacidade de armazenamento contratada	Capacidade de armazenamento contratada
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Energia injetada	0,00013983		
Energia extraída	0,00013983		
Capacidade de armazenamento contratada			
Produto anual		0,000586	0,00001925
Produto trimestral		0,000586	0,00001925
Produto mensal		0,000615	0,00002021
Produto diário			0,00002118

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 2018-2019”.

Quadro 3-11 - 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 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de transporte permite recuperar os proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para as entregas nas redes de distribuição, conforme apresentado no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Operador da Rede de Transporte	
Capacidade utilizada Redes Distribuição (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,320754
Capacidade utilizada Clientes AP (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,000003

3.1.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**3.1.4.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, aplicada pelo operador da rede de transporte às entregas em AP, às entregas a instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes e às entregas nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL, deve proporcionar os proveitos a recuperar relativos à operação logística de mudança de comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para as entregas nas redes de distribuição, conforme apresentado no Quadro 3-13.

Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Redes de Distribuição	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,320754
Clientes em AP	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,000003

Para as saídas para as instalações abastecidas por UAG consideram-se preços de energia, conforme apresentado na secção 3.1.6.3.

3.1.4.2 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 dois preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de dois conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ (parcela II>) e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (parcela II<)

Às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário, que são 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>.

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

Em termos de detalhe do cálculo tarifário, o ORT deverá aplicar às suas entregas aos ORD os preços da tarifa de UGS II> e de UGS II< 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 3-14.

Quadro 3-14 - 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)	0,00009551

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 3-15. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

Quadro 3-15 - 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>)	-0,00002664
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,829
Preço aplicável aos ORD ($\alpha * TW_{UGS2>}$)	-0,00002209

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 3-16. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

Quadro 3-16 - 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<)	-0,00002655
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,829
Preço aplicável aos ORD ($(1-\alpha) * TW_{UGS2<}$)	-0,00000453

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 3-17.

Quadro 3-17 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	
Energia (EUR/kWh)	0,00009551
Entregas a clientes em Alta Pressão	
Energia (EUR/kWh)	0,00006887
Entregas aos operadores de redes de distribuição	
Energia (EUR/kWh)	0,00006889

3.1.4.3 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 de saída da rede de transporte. 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 - VIP), o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo (Carricho). Como pontos de saída consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença (agregados num único ponto virtual de atribuição de capacidade), o terminal de GNL, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).

3.1.4.3.1 PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS ENTRADAS E SAÍDAS DA REDE DE TRANSPORTE

Nos pontos de entrada aplicam-se preços de capacidade contratada aplicáveis ao valor de capacidade contratada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo independentemente do seu uso efetivo, para o horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário.

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

No documento “Estrutura tarifária no ano gás 2018-2019” apresentam-se os custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte, que servem de base ao cálculo dos preços.

Resulta do Código de Rede de Tarifas, conjugado com o Código de Rede de atribuição de capacidade, a necessidade de publicar para o ano de atribuição de capacidade (outubro a setembro) os preços relativos

aos pontos sujeitos ao Código de Rede para os mecanismos de atribuição de capacidade (corresponde ao VIP: Campo Maior + Valença do Minho) com a antecedência mínima de 30 dias antes da data do leilão anual de capacidade. Considerando que o leilão anual de atribuição de capacidade ocorre, anualmente, na 1ª segunda-feira do mês de julho, o RT passou a prever a publicação desta informação a 1 de junho.

Neste contexto, a vigência das tarifas de uso da rede de transporte aplicáveis às entradas e saídas da rede nas interligações (VIP) passa a coincidir com o ano de atribuição de capacidade (outubro a setembro). Esta situação permite a harmonização de procedimentos e a adequada informação aos agentes de mercado europeu, contribuindo para a efetiva aplicação dos Códigos de Rede, no esforço de integração de mercados a nível europeu.

Decorrente desta alteração, esta decisão tarifária e apenas esta, por ser a primeira após a alteração do Regulamento Tarifário, no que respeita ao prazo de vigência desta tarifa, incluirá preços para o VIP que vigorarão por um período de 15 meses, entre 1 de julho de 2018 e 30 de setembro de 2019.

3.1.4.3.1.1 PRODUTOS DE CAPACIDADE FIRME

O Quadro 3-18 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os produtos de capacidade firme nos pontos de entrada da rede de transporte.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	Capacidade contratada		Capacidade contratada	
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/h)/dia	EUR/(kWh/h)/h
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)				
Produto anual	0,010150	0,00033369	0,00800856	
Produto trimestral	0,013195	0,00043379	0,01041096	
Produto mensal	0,015224	0,00050053	0,01201272	
Produto diário		0,00066738	0,01601712	
Produto intradiário		0,00073411		0,00073411
Terminal GNL				
Produto anual	0,010150	0,00033369	0,00800856	
Produto trimestral	0,013195	0,00043379	0,01041096	
Produto mensal	0,015224	0,00050053	0,01201272	
Produto diário		0,00066738	0,01601712	
Produto intradiário		0,00073411		0,00073411
Armazenamento Subterrâneo				
Produto diário		0,00000936	0,00022464	
Produto intradiário		0,00001030		0,00001030

À capacidade adquirida para um horizontal temporal superior ao ano aplicam-se os preços do produto de capacidade anual em vigor no momento de utilização da capacidade.

À semelhança de anos anteriores, continua a adotar-se um preço idêntico de entrada nas interligações e no Terminal de GNL em 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.

Os preços dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte resultam da aplicação dos fatores multiplicativos que constam do Quadro 3-19 aos preços dos produtos anuais. O racional da escolha dos fatores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2018-2019”.

Quadro 3-19 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

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

O Quadro 3-20 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os pontos de saída da rede de transporte com contratação prévia de capacidade: interligações internacionais e terminal de GNL.

**Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída
(Interligações internacionais e Terminal de GNL)**

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de Saída)	Capacidade contratada		Capacidade contratada		Energia EUR/kWh
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/h)/dia	EUR/(kWh/h)/h	
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)					
Produto anual	0,000000		0,00000000		
Produto trimestral	0,000000		0,00000000		
Produto mensal	0,000000		0,00000000		
Produto diário	0,000000		0,00000000		
Produto intradiário		0,00000000		0,00000000	
Energia					0,00000000
Terminal GNL					
Produto anual	0,000000		0,00000000		
Produto trimestral	0,000000		0,00000000		
Produto mensal	0,000000		0,00000000		
Produto diário	0,000000		0,00000000		
Produto intradiário		0,00000000		0,00000000	
Energia					0,00000000

Nestes 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.

3.1.4.3.1.2 PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEIS

O Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março, que institui o Código de Rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás natural, estabelece que os operadores de redes de transporte devem oferecer produtos de capacidade interruptível normalizada pelo menos nos horizontes diário e intradiário.

No sentido de maximizar a capacidade oferecida no ponto de interligação, o operador da rede de transporte poderá também oferecer produtos de capacidade interruptível normalizada de duração anual, trimestral e mensal, até aos montantes que seja possível harmonizar com o operador da rede de transporte adjacente. A oferta destes produtos deve ser realizada de acordo com as regras definidas no referido código de rede.

O Regulamento (UE) 2017/460, de 16 março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural, estabelece no artigo 16.º que o preço da capacidade interruptível é calculado com base num desconto em relação ao preço da capacidade firme. Este desconto pode ser determinado *ex ante* (antes da ocorrência da interrupção), com base na probabilidade de interrupção, ou *ex post* (após a ocorrência da interrupção), o que constitui uma compensação paga aos utilizadores da rede pela interrupção.

Tendo em conta o disposto no referido código de rede, o Regulamento tarifário prevê que o preço dos produtos de capacidade interruptível deve refletir a probabilidade de interrupção associada e que o operador da rede de transporte deve enviar à ERSE, anualmente, uma avaliação da probabilidade de

interrupção, com vista à fixação dos preços dos produtos de capacidade interruptível. Prevê também que na ausência de uma interrupção de capacidade no anterior ano de atribuição de capacidade e devido a um congestionamento físico, possam ser aplicados descontos *ex post*.

A REN enviou à ERSE a referida avaliação da probabilidade de interrupção, tendo concluído que nos pontos da rede nacional de transporte de gás natural, não se verificou, até à presente data, qualquer interrupção devido a congestionamento físico. Por esse motivo, dada a ausência de dados históricos utilizáveis para o cálculo de valores de probabilidade com aderência a cenários práticos, considera-se que a probabilidade de interrupção assuma um valor infinitesimal, qualquer que seja o produto de capacidade interruptível normalizado a oferecer.

Deste modo, a ERSE determina que podem ser oferecidos produtos de capacidade interruptível, com preços de capacidade iguais aos preços dos produtos equivalentes da capacidade firme e que no caso de ocorrer uma interrupção deve ser aplicado um desconto *ex post*.

O desconto *ex post* é determinado nos termos do estabelecido no n.º 4 do artigo 16.º do código de rede de tarifas: o desconto deve ser igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários aplicado sobre o tempo de duração efetiva da interrupção.

Este desconto é calculado para cada dia gás e de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Desconto [€]} = 3 \times \text{preço reserva (prod. firme diário) [€/kWh/h]} \times \text{Energia não entregue [kWh]} / 24$$

$$\text{Energia não entregue [kWh]} = \text{Capacidade interrompida [kWh/h]} \times \text{Horas de interrupção}$$

De acordo com a proposta da REN, a aplicação deste desconto deve ser realizada na liquidação mensal do uso da rede nacional de transporte de gás natural de cada agente de mercado e, no que respeita aos horizontes diário e intradiário, incide e está confinada ao montante mensal agregado apurado de capacidade interruptível contratada pelo respetivo agente de mercado nestes horizontes. Deste modo é mitigada a possibilidade de virem a ocorrer desvios significativos nas receitas por contratação deste tipo de produto nos referidos horizontes de contratação.

3.1.4.3.1.3 PREÇO DA CAPACIDADE ATRIBUÍDA POR MECANISMO IMPLÍCITO

O Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, 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 natural (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 ponto virtual de transação (VTP) do SNGN, conforme dispõe o n.º 4, do artigo 2.º do Anexo II da Diretiva n.º 18/2016.

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.

3.1.4.3.2 PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE PARA CLIENTES EM AP E OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nas saídas para os clientes em AP (incluindo centros eletroprodutores) e para os operadores de rede de distribuição os preços de capacidade são aplicáveis à capacidade utilizada, ou seja, a capacidade máxima diária nos últimos doze meses. São também aplicados preços de energia.

Nas saídas para as instalações abastecidas por UAG os preços de capacidade são convertidos em preços de energia, sendo aplicáveis apenas preços de energia.

O Quadro 3-21 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 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída
(Redes de Distribuição, Clientes em AP e Instalações abastecidas por UAG)**

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)		
Redes de Distribuição e Clientes em AP		
Capacidade utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	< 10 000 000 m ³ /ano	0,017581
	≥ 10 000 000 m ³ /ano	0,017581
Energia (EUR/kWh)	< 10 000 000 m ³ /ano	0,00035757
	≥ 10 000 000 m ³ /ano	0,00001430
Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)		
Energia (EUR/kWh)		0,00142075

O Quadro 3-22 apresenta os preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP.

Quadro 3-22 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AP

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES		PREÇOS
Clientes em AP		
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	< 10 000 000 m ³ /ano	0,005450
	≥ 10 000 000 m ³ /ano	0,005450
Energia (EUR/kWh)	< 10 000 000 m ³ /ano	0,00199078
	≥ 10 000 000 m ³ /ano	0,00163178

O Quadro 3-23 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 2018-2019” apresenta-se a forma como foram obtidos os preços das opções tarifárias flexíveis.

**Quadro 3-23 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída
(contratação diária)**

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL DIÁRIA	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade diária (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/dia	0,003468
Capacidade diária (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/dia	0,005780
Energia (EUR/kWh)	0,00001430

O Quadro 3-24 apresenta os preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP, considerando uma contratação exclusivamente mensal.

**Quadro 3-24 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída
(contratação mensal)**

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL MENSAL	
Cientes em AP	PREÇOS
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,026371
Capacidade mensal adicional (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/mês	0,052742
Energia (EUR/kWh)	0,00001430

O Quadro 3-25 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 3-25 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída
(contratação anual)**

USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL ANUAL	
Cientes em AP	PREÇOS
Capacidade base anual EUR/(kWh/dia)/mês	0,017581
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,026371
Energia (EUR/kWh)	0,00001430

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

3.1.5.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelos operadores das redes de distribuição às entregas em MP e em BP deve proporcionar os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição relativos à operação logística de mudança de comercializador.

Esta tarifa é composta por um preço do termo fixo, que não apresenta diferenciação por nível de pressão, conforme apresentado no Quadro 3-26.

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	0,0231

3.1.5.2 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 3-27 e no Quadro 3-28.

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 3-29, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 3-27 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD (parcela I)				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia (EUR/kWh)
UGS I ORD				0,00025930
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00025948
			≥ 2 000 000	0,00025948
	Flexível Anual			0,00025948
	Flexível Mensal			0,00025948
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00025948
			≥ 2 000 000	0,00025948
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00025948
			≥ 100 001	0,00025948
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00026036
			≥ 700 000	0,00026036
	Flexível Anual			0,00026036
	Flexível Mensal			0,00026036
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00026036
			≥ 700 000	0,00026036
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00026036
			≥ 100 001	0,00026036
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00026036
		Escalão 2	221 - 500	0,00026036
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00026036
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00026036

Quadro 3-28 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR DOS ORD (parcela II)				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia (EUR/kWh)
UGS II _{>ORD}				-0,00008131
UGS II _{<ORD}				-0,00038823
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	-0,00008137
			≥ 2 000 000	-0,00008137
	Flexível Anual			-0,00008137
	Flexível Mensal			-0,00008137
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	-0,00008137
			≥ 2 000 000	-0,00008137
	Mensal		10 000 - 100 000	-0,00008137
			≥ 100 001	-0,00008137
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	-0,00008164
			≥ 700 000	-0,00008164
	Flexível Anual			-0,00008164
	Flexível Mensal			-0,00008164
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	-0,00008164
			≥ 700 000	-0,00008164
	Mensal		10 000 - 100 000	-0,00008164
			≥ 100 001	-0,00008164
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00038983
		Escalão 2	221 - 500	-0,00038983
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00038983
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00038983

Quadro 3-29 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia (EUR/kWh)
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00017811
			≥ 2 000 000	0,00017811
	Flexível Anual			0,00017811
	Flexível Mensal			0,00017811
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00017811
			≥ 2 000 000	0,00017811
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00017811
			≥ 100 001	0,00017811
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00017872
			≥ 700 000	0,00017872
	Flexível Anual			0,00017872
	Flexível Mensal			0,00017872
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00017872
			≥ 700 000	0,00017872
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00017872
			≥ 100 001	0,00017872
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00012946
		Escalão 2	221 - 500	-0,00012946
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00012946
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00012946

3.1.5.3 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, deve 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 3-30 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
URT _{ORD}				0,00111704
MP	Longas Utilizações	< 2 000 000		0,00111782
		≥ 2 000 000		0,00111782
	Flexível Anual			0,00111782
	Flexível Mensal			0,00111782
	Curtas Utilizações	< 2 000 000		0,00111782
		≥ 2 000 000		0,00111782
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00111782
≥ 100 001		0,00111782		
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000		0,00112162
		≥ 700 000		0,00112162
	Flexível Anual			0,00112162
	Flexível Mensal			0,00112162
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000		0,00112162
		≥ 700 000		0,00112162
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00112162
≥ 100 001		0,00112162		
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00112162
		Escalão 2	221 - 500	0,00112162
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00112162
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00112162

3.1.5.4 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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2018-2019

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 2018-2019”.

3.1.5.4.1 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 3-31, no Quadro 3-32 e no Quadro 3-33.

Quadro 3-31 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP								
Tarifas	Opção tarifária	Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
				Diária (EUR/mês)	Mensal (EUR/mês)			
URD _{MP}				0,71	0,71	0,00037171	0,0000809	0,024840
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,71		0,00072484	0,0000809	0,024840
			≥ 2 000 000	0,71		0,00037171	0,0000809	0,024840
	Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,71	0,00387176		0,0000809	0,005216	
		≥ 2 000 000	0,71	0,00322647		0,0000809	0,005216	
Mensal		10 000 - 100 000		29,62	0,00544545	0,00508182		
		≥ 100 001		79,88	0,00404041	0,00367679		
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00171622	0,00000812		
			≥ 700 000		0,00171622	0,00000812		
	Flexível Anual				0,00171622	0,00000812		
	Flexível Mensal				0,00171622	0,00000812		
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00171622	0,00000812		
			≥ 700 000		0,00171622	0,00000812		
	Mensal		10 000 - 100 000		0,00171622	0,00000812		
			≥ 100 001		0,00171622	0,00000812		
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220		0,00164182			
		Escalão 2	221 - 500		0,00164182			
		Escalão 3	501 - 1 000		0,00164182			
		Escalão 4	1 001 - 10 000		0,00164182			

Quadro 3-32 - 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	0,71		0,00037171	0,00000809	0,031050	0,062100

Quadro 3-33 - 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	0,71		0,00037171	0,00000809	0,024840	0,031050

3.1.5.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP>

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ (BP>) apresentam-se no Quadro 3-34, no Quadro 3-35 e no Quadro 3-36.

Quadro 3-34 - Preços da tarifa de URD em BP>

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >									
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada	
				Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
				Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
URD _{BP>}				0,71	0,71	0,00397605	0,00023826	0,044462	
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000	≥ 700 000	0,71		0,00611700	0,00023826	0,044462	
				0,71		0,00397605	0,00023826	0,044462	
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	≥ 700 000	0,71		0,01370208	0,00023826	0,009782	
				0,71		0,01123571	0,00023826	0,009782	
	Mensal	10 000 - 100 000	≥ 100 001			59,34	0,01305770	0,00931992	
						322,00	0,00972194	0,00598416	

Quadro 3-35 - Preços da tarifa flexível de URD em BP> (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível mensal)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
BP>	Flexível	0,71		0,00611700	0,00023826	0,055578	0,111156

Quadro 3-36 - Preços da tarifa flexível de URD em BP> (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível anual)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual (EUR/(kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/mês)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
BP>	Flexível	0,71		0,00611700	0,00023826	0,044462	0,055578

3.1.5.4.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP<

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<) apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 3-37 - Preços da tarifa de URD em BP<

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Tarifas	Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Fora de Vazio	Vazio	
URD _{BP<}			0,17	0,00854145	0,00023826	0,044462
BP<	Escalação 1	0 - 220	0,17	0,03083573		
	Escalação 2	221 - 500	0,88	0,02748702		
	Escalação 3	501 - 1 000	1,91	0,02459526		
	Escalação 4	1 001 - 10 000	2,64	0,02384594		

3.1.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2018-2019.

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas a clientes em alta pressão, 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 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2018-2019

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO				
Opção tarifária	(m3/ano)	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
		(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,000453	0,017581	0,00057799
	≥ 10 000 000	0,000110	0,017581	0,00057799
Curtas Utilizações	< 10 000 000	0,002086	0,005450	0,00017918
	≥ 10 000 000	0,001727	0,005450	0,00017918

Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível diária)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE 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	0,000110	0,00346794	0,00577990

Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE 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	0,000110	0,026371	0,052742	0,00086699	0,00173397

Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2018-2019 (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 ELETRICIDADE 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	0,000110	0,017581	0,026371	0,00057799	0,00086699

Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP a vigorarem no ano gás 2018-2019

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	0,000426	0,017581	0,00057799
	≥ 10 000 000	0,000083	0,017581	0,00057799
Curtas Utilizações	< 10 000 000	0,002060	0,005450	0,00017918
	≥ 10 000 000	0,001701	0,005450	0,00017918

Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP a vigorarem no ano gás 2018-2019 (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	0,000083	0,00346794	0,00577990

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP a vigorarem no ano gás 2018-2019 (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	0,000083	0,026371	0,052742	0,00086699	0,00173397

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP a vigorarem no ano gás 2018-2019 (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	0,000083	0,017581	0,026371	0,00057799	0,00086699

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2018-2019

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD				
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
		(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,000426	0,017901	0,00058854
	≥ 10 000 000	0,000083	0,017901	0,00058854

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas a clientes em média e baixa pressão. 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 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2018-2019

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	Termo tarifário fixo	Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio			
			(€/mês)	(€/kWh)			
Longas Utilizações	< 2 000 000	0,73	0,002021	0,001304	0,024840	0,0240	0,00081666
	≥ 2 000 000	0,73	0,001668	0,001304	0,024840	0,0240	0,00081666
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,73	0,005168	0,001304	0,005216	0,0240	0,00017150
	≥ 2 000 000	0,73	0,004522	0,001304	0,005216	0,0240	0,00017150
Mensal	10 000 - 100 000	29,64	0,006741	0,006378		0,9745	
	≥ 100 001	79,91	0,005336	0,004973		2,6271	

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2018-2019

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2018-2019 (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	0,73	0,001668	0,001304	0,031050	0,062100	0,0240	0,00102083	0,00204166

Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2018-2019 (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	0,73	0,001668	0,001304	0,024840	0,031050	0,0240	0,00081666	0,00102083

Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2018-2019

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO								
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia	
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)				
Longas Utilizações	10 000 - 700 000	0,73	0,009134	0,001547	0,044462	0,0240	0,00146177	
	≥ 700 000	0,73	0,006993	0,001547	0,044462	0,0240	0,00146177	
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,73	0,016719	0,001547	0,009782	0,0240	0,00032159	
	≥ 700 000	0,73	0,014252	0,001547	0,009782	0,0240	0,00032159	
Mensal	10 000 - 100 000	59,36	0,016074	0,010628		1,9517		
	≥ 100 001	322,02	0,012739	0,007293		10,5869		

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/dia
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	0,73	0,009134	0,001547	0,055578	0,111156	0,0240	0,00182722	0,00365443

Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2018-2019 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Base Anual (€/kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual (€/kWh/dia)/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	0,73	0,009134	0,001547	0,044462	0,055578	0,0240	0,00146177	0,00182722

Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2018-2019

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO						
Escalão	(m ³ /ano)			Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
				(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0	-	220	0,20	0,033470	0,0065
Escalão 2	221	-	500	0,90	0,030121	0,0297
Escalão 3	501	-	1 000	1,93	0,027229	0,0634
Escalão 4	1 001	-	10 000	2,67	0,026480	0,0877

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 2018-2019”, 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 m³/ano.

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

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,001889 - (35\ 030 \times d + 39\ 596) \times \frac{1}{W}$$

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.

Ao abrigo do artigo 23.º do RT, no caso dos clientes ligados em BP e com consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de m³), mantém-se a regra de opção pelas tarifas de Acesso às Redes em MP.

A determinação do consumo anual de gás natural que servirá de base para a aplicação da tarifa de acesso em MP é igual à definida para a regra da tarifa de acesso às redes opcional em MP.

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

Nas instalações abastecidas por GNL (com UAG propriedade do cliente), os custos 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 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 do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, do preço da tarifa de Uso Global do Sistema e do preço da tarifa de Uso da Rede de Transporte. O preço médio da tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte resulta da conversão das respetivas capacidades em energia, condicionadas por uma modelação de 150 dias.

Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2018-2019

Instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00151528
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00142075
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00006887
Componente de OLMC (EUR/kWh)	0,00002566

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 existirem alguns consumidores de gás natural em situação de carência socioeconómica, optando-se, para a sua elegibilidade, por um critério que coincide com o das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social, em linha com o já estabelecido para o setor elétrico.

O artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 veio introduzir 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, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até essa data.

Nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social era suportado por todos os consumidores de gás natural, na proporção da energia consumida, a repercutir nas tarifas de acesso às redes.

A Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, veio introduzir uma alteração relevante quanto ao financiamento dos custos com a tarifa social do setor do gás natural. Assim, de acordo com o artigo 209.º deste diploma, os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural *“são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”*.

O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou através do Despacho n.º 3121/2018, de 27 de março, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de julho de 2018, 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 62,3% 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 3-55 apresentam-se os descontos nos preços da tarifa de Acesso às Redes nos dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-55 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes

	Energia (€/kWh)	Tfixo (€/mês)
Escalão 1 (0 a 220 m ³)	0,021804	0,20
Escalão 2 (221 a 500 m ³)	0,016244	0,90

Estes descontos são incluídos na tarifa social de Acesso às Redes, apresentadas no capítulo 3.2.1, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas na secção 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 m³.

Conforme apresentado no Quadro 3-56, cerca de 34 800 clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2017, representando um acréscimo de 1% em relação ao trimestre anterior e de 470% em relação ao 1.º trimestre de 2015. Para o ano gás 2018-2019 prevê-se que cerca de 35 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

Quadro 3-56 - 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	T2 2017	T3 2017	T4 2017	Varição T42017/T32017	Varição T42017/T12015
Mercado Regulado	2 090	1 930	2 115	2 072	2 026	2 951	4 517	3 774	4 307	4 159	4 015	3 425	-15%	64%
Mercado Livre	4 016	6 314	7 961	10 507	12 077	13 055	23 238	30 139	30 258	30 724	30 440	31 351	3,0%	681%
Total	6 106	8 244	10 076	12 579	14 103	16 006	27 755	33 913	34 565	34 883	34 455	34 776	1%	470%

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 acompanha as faturas enviadas aos clientes de gás natural fornecidos em baixa pressão com consumo anual igual ou inferior a 500 m³.

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 2018-2019, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-57 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BAIXA PRESSÃO						
Escalão	(m ³ /ano)			Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
				(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0	-	220	0,00	0,011666	0,0000
Escalão 2	221	-	500	0,00	0,013877	0,0000

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis são os apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-58 - Desconto da tarifa social

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BAIXA PRESSÃO						
Escalão	(m ³ /ano)			Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
				(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0	-	220	0,20	0,021804	0,0065
Escalão 2	221	-	500	0,90	0,016244	0,0297

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

Os preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, aplicáveis aos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, a vigorarem de julho de 2018 a junho de 2019, apresentam-se nos quadros seguintes.

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				BEIRAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,84	0,0365	0,0604
Escalação 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DIANAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,91	0,0362	0,0629
Escalação 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,91	0,0362	0,0629
Escalação 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

Quadro 3-62 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,69	0,0363	0,0555
Escalão 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0362	0,0524
Escalão 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0362	0,0524
Escalão 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

Quadro 3-65 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,91	0,0362	0,0629
Escalão 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

Quadro 3-66 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,91	0,0362	0,0629
Escalão 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

Quadro 3-67 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,59	0,0362	0,0524
Escalão 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,91	0,0362	0,0629
Escalão 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,82	0,0363	0,0599
Escalão 2	221 - 500	1,88	0,0382	0,0619

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 na secção 3.3.1.

As tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso são apresentadas na secção 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.º 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

Em 2012 e no mesmo sentido, em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

A data de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais, referida anteriormente, é 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 2.º-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 2018 é totalmente determinado pela seguinte diferença:

$$FA_{i,p} = (Te'_{i,p-1} - Curg_p) + Y_{i,p}, \text{ com } Y_{i,p} = 0$$

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 2017-2018, 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 2018-2019, conforme definido no Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural.

A variável $Y_{i,p}$ 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 2018-2019, 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 2018, a cada um dos segmentos de consumidores.

No Quadro 3-70 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de julho de 2018, assim como o valor das variáveis que o determinam.

No Quadro 3-71 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 2018.

Quadro 3-70 - Fatores de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2018

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1}-Curg_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
MP	23,03	20,97	2,06	0,00	2,06
BP>	27,08	21,04	6,04	0,00	6,04
BP<	21,08	21,04	0,04	0,00	0,04

Quadro 3-71 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2018

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Média Pressão MP (> 1 milhão m ³ /ano) *	-4,5%
Baixa Pressão BP > (> 10 000 m ³ /ano)	-4,1%
Baixa Pressão < (< 10 000 m ³ /ano)	-0,2%

* 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 M³

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem a partir do dia 1 de julho de 2018.

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano					BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,04	0,0583	0,0670	
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915	
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0502	0,1320	
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0497	0,1448	

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0580	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0511	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0502	0,1448

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0580	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0511	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0502	0,1448

Quadro 3-75 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDP Gás Serviço Universal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,89	0,0581	0,0621
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0511	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0491	0,1448

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2018-2019

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,79	0,0580	0,0590
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0504	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0497	0,1448

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,79	0,0580	0,0590
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0511	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0501	0,1448

Quadro 3-78 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0580	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0511	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0502	0,1448

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2018-2019

Quadro 3-79 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0580	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0511	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0502	0,1448

Quadro 3-80 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,79	0,0580	0,0590
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0506	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0497	0,1448

Quadro 3-81 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,11	0,0580	0,0694
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544	0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0511	0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0502	0,1448

Quadro 3-82 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano					TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)		(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,02	0,0581		0,0665
Escalão 2	221 - 500	2,78	0,0544		0,0915
Escalão 3	501 - 1 000	4,02	0,0506		0,1320
Escalão 4	1 001 - 10 000	4,41	0,0497		0,1448

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 M³

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, a vigorarem a partir do dia 1 de julho de 2018.

Os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m³) podem optar pelas tarifas de Média Pressão, nos termos do Artigo 23.º do Regulamento Tarifário, de acordo com as regras apresentadas no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2018-2019”.

Quadro 3-83 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m ³ ANO					Comercializador de último recurso retalhista		
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	Termo tarifário fixo	Capacidade Utilizada
		(€/mês)	Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês		
Diária	10 000 - 100 000	4,89	0,038290	0,030703	0,044462	0,1606	0,00146177
	100 001 - 1 000 000	4,89	0,036149	0,030703	0,044462	0,1606	0,00146177
Mensal	10 000 - 100 000	63,52	0,045231	0,039785		2,0883	
	100 001 - 1 000 000	326,17	0,041895	0,036449		10,7235	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					Comercializador de último recurso retalhista		
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	Termo tarifário fixo	Capacidade Utilizada
		(€/mês)	Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês		
Diária	10 000 - 100 000	4,89	0,027121	0,026404	0,024840	0,1606	0,00081666
	100 001 - 2 000 000	4,89	0,026768	0,026404	0,024840	0,1606	0,00081666
Curtas utilizações	10 000 - 100 000	4,89	0,030268	0,026404	0,005216	0,1606	0,00017150
	100 001 - 2 000 000	4,89	0,029623	0,026404	0,005216	0,1606	0,00017150
Mensal	10 000 - 100 000	33,80	0,031842	0,031478		1,1112	
	100 001 - 2 000 000	84,06	0,030437	0,030073		2,7637	

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 2018-2019, 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, 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.

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 3-84 - 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)	0,02200492

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

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

Esta tarifa está sujeita a revisão de preços, refletindo a evolução dos custos de aprovisionamento de energia, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e na Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

Quadro 3-85 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA		PREÇOS
Baixa Pressão ≤ 10 000 m ³ (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02213431
	Escalão 2	0,02213431
	Escalão 3	0,02213431
	Escalão 4	0,02213431

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

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, 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 3-86 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,02407794
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,02813431

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

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização em BP<, a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista aos fornecimentos de gás natural dos seus clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.

Quadro 3-87 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	2,09
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00051353

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

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos de gás natural dos seus clientes com consumo anual superior a 10 000 m³.

Quadro 3-88 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,16
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00102245

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2018-2019

4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 62.º, 120.º e 243.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural (RRC) em vigor estabelecem, respetivamente, que cabe à ERSE a fixação anual dos seguintes valores:

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

Do mesmo modo, estabelecem os artigos 170.º e 181.º do RRC em vigor, este último em leitura conjugada com o que decorre da Diretiva n.º 2/2011, que a ERSE deverá aprovar:

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

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

4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Os operadores das redes de distribuição do Grupo Galp Energia, do Grupo REN, a Sonorgás e a Tagusgás propuseram, conjuntamente, a manutenção, para o ano gás 2018-2019, dos preços regulados ainda em vigor, desde logo por se tratar do último ano do atual período regulatório.

No que respeita aos preços dos serviços de interrupção/restabelecimento e de leitura extraordinária, os operadores das redes de distribuição consideram que os preços regulados permitem cobrir os custos em que incorrem com a prestação dos serviços, evitando que, no caso concreto do serviço de interrupção/restabelecimento, os clientes incumpridores sejam financiados pelos restantes. Por outro lado, refere-se ainda na proposta, os valores fixados para os preços regulados têm cumprido o objetivo estabelecido, não tendo, até à data, originando conflitualidade relevante.

No âmbito dos preços regulados relativos às ligações às redes e à integração de polos de consumo, os operadores das redes de distribuição antecipam que, sem prejuízo da manutenção no ano gás 2018-2019 dos valores ainda em vigor, no contexto da preparação do próximo período regulatório, enviarão à ERSE proposta de revisão dos parâmetros respetivos, incluindo a metodologia para o seu estabelecimento.

4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2018-2019

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 2018-2019, os operadores das redes de distribuição propuseram a manutenção dos preços regulados ainda em vigor.

Da mesma forma, no seu parecer de 30 de abril de 2018, aprovado por unanimidade, o Conselho Tarifário recomenda, para o ano gás 2018-2019, a manutenção dos valores dos preços regulados em aplicação no ano gás 2017-2018.

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 igualmente adequado manter os valores adotados no último ano para o ano gás 2018-2019.

Por último, cabe referir que o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural (RQS), de outubro de 2017, harmonizou o horário mínimo durante o qual os operadores das redes de distribuição devem prestar o serviço de restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, para o período das 8h00 às 24h00, quer para o setor elétrico, quer para o setor do gás natural. O RQS anteriormente em vigor para o setor do gás natural estabelecia para este serviço o horário mínimo, em dias úteis, das 8h00 às 20h00. Até serem atualizados os preços destes serviços, no presente documento, o Conselho de Administração da ERSE aprovou os preços destes serviços, no setor

do gás natural, para os dias não úteis (30,32 €) e para o período das 20h00 às 24h00 nos dias úteis (30,32 €).

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

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2018-2019 são os indicados no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2018-2019)

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor 2017-2018	Preços aprovados pela ERSE para 2018-2019	
			Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Interrupção de fornecimento:	17,01	17,01	0%
	Restabelecimento do fornecimento:			
	Dia útil (8h às 18h)	25,51	25,51	0%
	Dia útil (18h às 24h)*	30,32	30,32	0%
	Restantes dias	NA	30,32	NA
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento	9,81	9,81	0%

* O horário das 18h às 20h foi estendido até às 24h após aprovação do RQS atualmente em vigor.

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 2018-2019 são os indicados no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2018-2019)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor 2017-2018	Preços aprovados pela ERSE para 2018-2019	
		Preços	Varição 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 2018-2019 assume o valor apresentado no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2018-2019)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor 2017-2018	Preços aprovados pela ERSE para 2018-2019	
			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 2018-2019 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 m³ (n) (ano gás 2018-2019)

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor 2017-2018	Preços aprovados pela ERSE para 2018-2019	
		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 M³ (N)

O artigo 172.º do RRC estabelece que os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n), a suportar pelo requerente, correspondem ao maior dos seguintes valores:

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

Para este efeito, utiliza-se 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% 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 (Fj). Deste modo, 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 nas tarifas para o ano gás 2018-2019 conduz aos seguintes fatores aprovados pela ERSE para vigorar entre 1 de julho de 2018 e 30 de junho de 2019:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³(n)) – 0,040077 €/kWh.
- Média Pressão – 0,014448 €/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 servidas por redes de distribuição utilizadas para veicular outros gases combustíveis.
- b) Instalações não servidas por redes de distribuição de gases combustíveis.

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 estabelecidos para o ano gás anterior, afetados do parâmetro de referência previsto no RRC.

Os valores de referência a vigorar no exercício tarifário de 2018-2019 são os indicados no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Valores de referência

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor 2017-2018	Preços aprovados pela ERSE para 2018-2019	
		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 à 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 à 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, que os repercute nos custos que lhe são reconhecidos para efeitos de cálculo de proveitos e de tarifa de uso da rede de transporte. 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 10/2017, 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 2017-2018 são os seguintes:

$$F = 0,0078 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$\text{TF} = 102 \text{ €}$$

O quadro seguinte sumariza a informação disponibilizada pelo operador da rede de transporte.

**Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna
(sem UAG de Socorridos)**

	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
2017	68	3806	1 140 376	3 316 655	3 220 621

Nota: valores sem IVA

Comparativamente com 2016, há a destacar um ligeiro aumento no número de UAG abastecidas (+6%) e do número de cargas de camiões cisternas e respetiva energia transportada (cerca de +10%). A análise do quadro anterior permite concluir que o mecanismo de preço máximo permitiu reduzir em cerca de 3% o valor do custo a incluir na tarifa de uso da rede de transporte. De referir que em 2017 o custo aceite se aproximou do custo total quando comparado com o ano anterior.

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 2017 foram efetuadas 1470 cargas no Terminal de GNL de Sines tendo como destino a UAG de Socorridos.

Para o ano gás de 2018-2019, 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 2017.

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 acompanhar o tema com detalhe, o que poderá ser facilitado se todos os agentes disponibilizarem informação por carga em formato digital.

Deste modo, para o ano gás de 2018-2019, 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 2018-2019, os valores a adotar para os fatores F e TF são:

$$F = 0,0078 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$TF = 102 \text{ €}$$

As distâncias reconhecidas por UAG a considerar no cálculo anterior serão 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

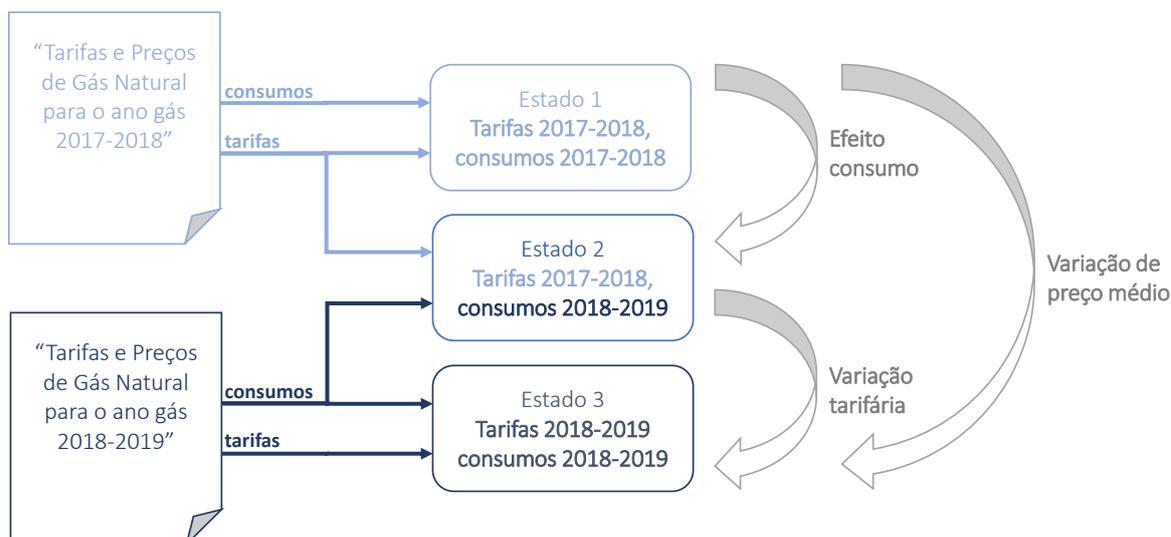
No presente capítulo apresentam-se os impactes verificados nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2018-2019. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais; e iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A evolução nominal destes preços médios é representada através de três estados distintos:

- “Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018”: O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2017-2018, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2017-2018, conforme o documento “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2017-2018” da ERSE.
- “Tarifas 2017-2018, consumos 2018-2019”: O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2018-2019, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano gás 2017-2018.
- “Tarifas 2018-2019, consumos 2018-2019”: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2018-2019 e as respetivas quantidades para este ano gás.

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 do preço médio representa quer o efeito exclusivo da variação de preços da tarifa (variação tarifária), quer o efeito de alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo).

Figura 6-1 - Explicitação da variação tarifária



6.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

Nesta secção apresenta-se evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2018-2019¹¹, referidos às entregas de gás natural aos utilizadores das infraestruturas.

A Figura 6-2 apresenta a variação do preço médio das tarifas por atividade regulada em alta pressão entre os anos gás 2017-2018 e 2018-2019. Todas estas tarifas registam desagravamentos dos preços médios (a verde na figura), impulsionados por variações tarifárias com o mesmo sentido. Apenas as descidas dos preços médios das tarifas de uso do armazenamento subterrâneo e de uso global do sistema do ORT são mitigadas por efeito consumo (a vermelho na figura).

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão¹²

Tarifa	Preço médio 2017-2018	Preço médio 2018-2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,94 €/MWh Receitas: 34 069 k€ Quantidades: 17 561 GWh	0,88 €/MWh Receitas: 21 764 k€ Quantidades: 24 614 GWh	-54,4%	-46,7%	-14,5%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	11,13 €/MWh Receitas: 18 680 k€ Quantidades: 1 678 GWh	8,12 €/MWh Receitas: 12 320 k€ Quantidades: 1 518 GWh	-27,1%	-33,0%	8,9%
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	1,94 €/MWh Receitas: 100 327 k€ Quantidades: 51 698 GWh	1,57 €/MWh Receitas: 92 840 k€ Quantidades: 59 218 GWh	-19,2%	-18,3%	-1,1%
Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 25 543 k€ Quantidades: 51 698 GWh	0,08 €/MWh Receitas: 4 550 k€ Quantidades: 59 218 GWh	-84,4%	-84,9%	3,3%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

¹¹ A tarifa de operação logística de mudança de comercializador existe apenas a partir do ano gás 2018-2019, pelo que não é possível apresentar qualquer variação do preço médio para esta nova tarifa.

¹² O preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL considera as quantidades de energia à saída do Terminal. O preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo utiliza como variável a energia armazenada diariamente.

O preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte inclui quer os preços de entrada quer os preços de saída da RNT. Relativamente à aplicação dos preços desta tarifa nos pontos de entrada da RNT de gás natural, a ERSE elaborou o parecer interpretativo n.º 1/2011, ao abrigo do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais.

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.

Na Figura 6-3 apresenta-se a evolução do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte do ano gás 2017-2018 para o ano gás 2018-2019. Os preços médios decrescem entre anos gás, essencialmente por efeito da variação tarifária.

Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Tarifa	Preço médio 2017-2018	Preço médio 2018-2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Entradas	0,50 €/MWh Receitas: 25 727 k€ Quantidades: 51 698 GWh	0,42 €/MWh Receitas: 25 152 k€ Quantidades: 59 218 GWh	-14,7%	-18,3%	4,5%
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Saídas	1,44 €/MWh Receitas: 74 600 k€ Quantidades: 51 698 GWh	1,14 €/MWh Receitas: 67 688 k€ Quantidades: 59 218 GWh	-20,8%	-18,3%	-3,0%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

A Figura 6-4 apresenta a variação do preço médio da tarifa da atividade de uso da rede de distribuição entre 2017-2018 e 2018-2019. O preço médio decresceu, essencialmente devido à variação tarifária.

Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Tarifa	Preço médio 2017-2018	Preço médio 2018-2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso da Rede de Distribuição	9,18 €/MWh Receitas: 227 763 k€ Quantidades: 24 810 GWh	8,37 €/MWh Receitas: 209 458 k€ Quantidades: 25 039 GWh	-8,9%	-8,8%	-0,1%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

A Figura 6-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de energia e da tarifa de comercialização, para fornecimentos anuais até 10 000 m³, as quais são suportadas apenas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negociam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado. Desde 1 de janeiro de 2013 que estas tarifas assumem um carácter transitório. No caso da tarifa de energia estima-se um decréscimo de 3,2% do preço médio, orientado pelo efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de comercialização, a redução é de 1,7% no preço médio, com o decréscimo por efeito consumo (-11,6%) a compensar o aumento em variação tarifária (11,2%).

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais ≤ 10 000 m³

Tarifa	Preço médio 2017-2018	Preço médio 2018-2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	22,87 €/MWh Receitas: 15 235 k€ Quantidades: 666 GWh	22,13 €/MWh Receitas: 19 092 k€ Quantidades: 863 GWh	-3,2%	-3,2%	0,0%
Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	8,92 €/MWh Receitas: 5 946 k€ Quantidades: 666 GWh	8,77 €/MWh Receitas: 7 567 k€ Quantidades: 863 GWh	-1,7%	11,2%	-11,6%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

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

Nesta secção é apresentada a evolução, entre o ano gás 2017-2018 e o ano gás 2018-2019, do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de OLMC, UGS, URT e URD, para

os Centros Eletroprodutores (CEP), para os clientes ligados em Alta Pressão, para os clientes ligados em Média Pressão, para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A Figura 6-6 sintetiza os valores dos preços médios das tarifas de Acesso às Redes, assim como as grandezas subjacentes, por tipologia de clientes. Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: -31,1% para os centros eletroprodutores, -45,1% para os clientes industriais em AP, -16,3% em MP, -8,1% em BP> e -0,6% em BP<.

Figura 6-6 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018	Tarifas 2018-2019, consumos 2018-2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	3,27 €/MWh Receitas: 37 107 k€ Quantidades: 11 349 GWh	1,84 €/MWh Receitas: 32 494 k€ Quantidades: 17 689 GWh	-43,8%	-31,1%	-18,5%
Clientes em Alta Pressão	1,66 €/MWh Receitas: 25 650 k€ Quantidades: 15 495 GWh	0,91 €/MWh Receitas: 15 031 k€ Quantidades: 16 445 GWh	-44,8%	-45,1%	0,5%
Clientes em Média Pressão	3,72 €/MWh Receitas: 62 761 k€ Quantidades: 16 870 GWh	3,07 €/MWh Receitas: 52 449 k€ Quantidades: 17 101 GWh	-17,6%	-16,3%	-1,5%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	15,21 €/MWh Receitas: 58 131 k€ Quantidades: 3 821 GWh	13,84 €/MWh Receitas: 50 828 k€ Quantidades: 3 673 GWh	-9,0%	-8,1%	-1,1%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	32,54 €/MWh Receitas: 134 011 k€ Quantidades: 4 119 GWh	32,30 €/MWh Receitas: 137 762 k€ Quantidades: 4 265 GWh	-0,7%	-0,6%	-0,1%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

Estas variações para cada tipo de entrega são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada, conforme se apresenta nas figuras seguintes.

Figura 6-7 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores

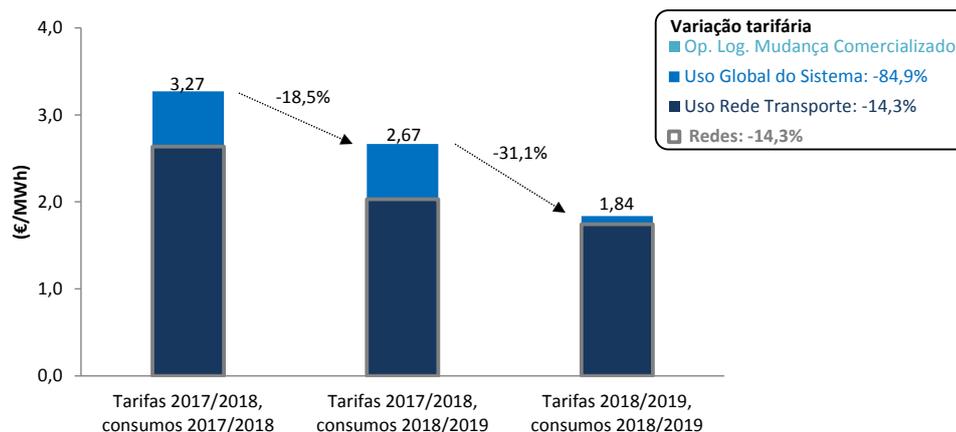


Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão

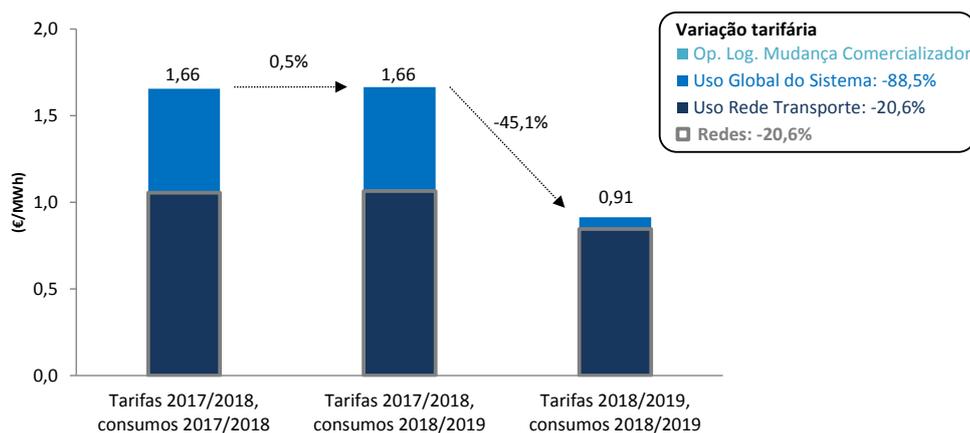


Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

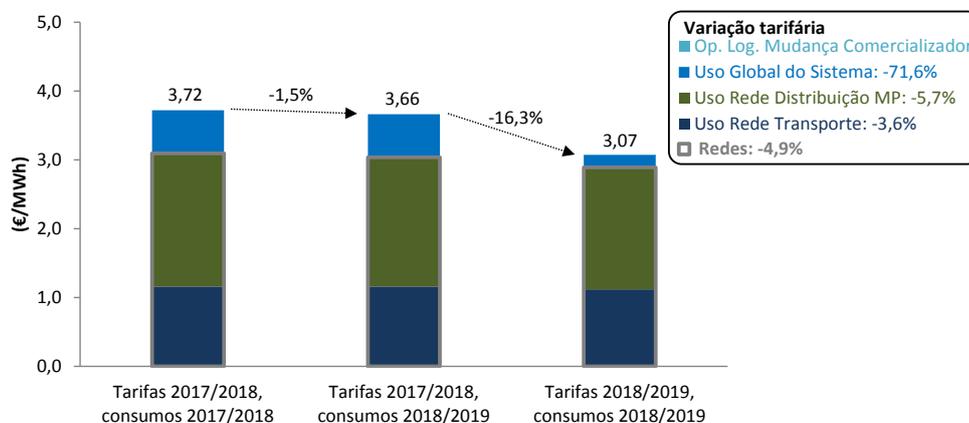


Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³

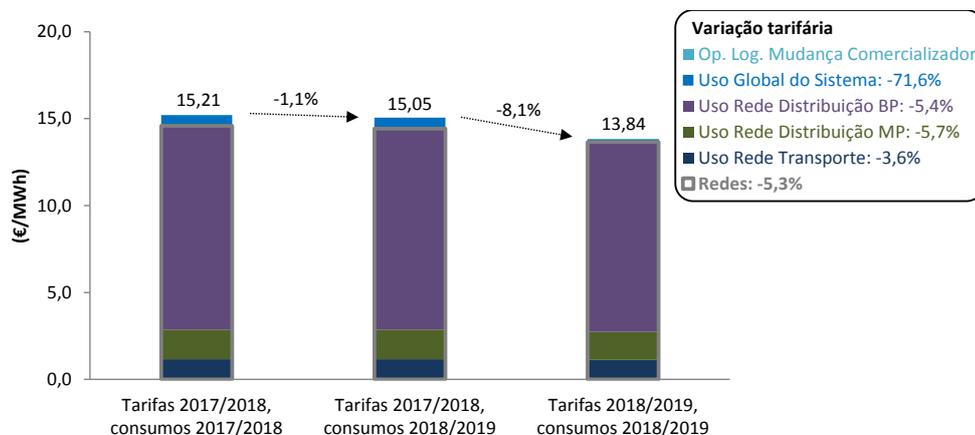
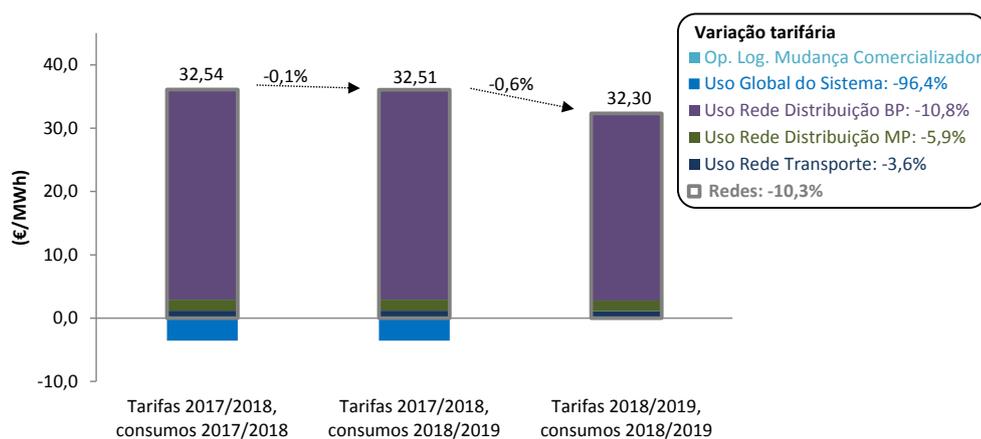


Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



6.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2018-2019

Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e a 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 eletroprodutores.

Figura 6-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes

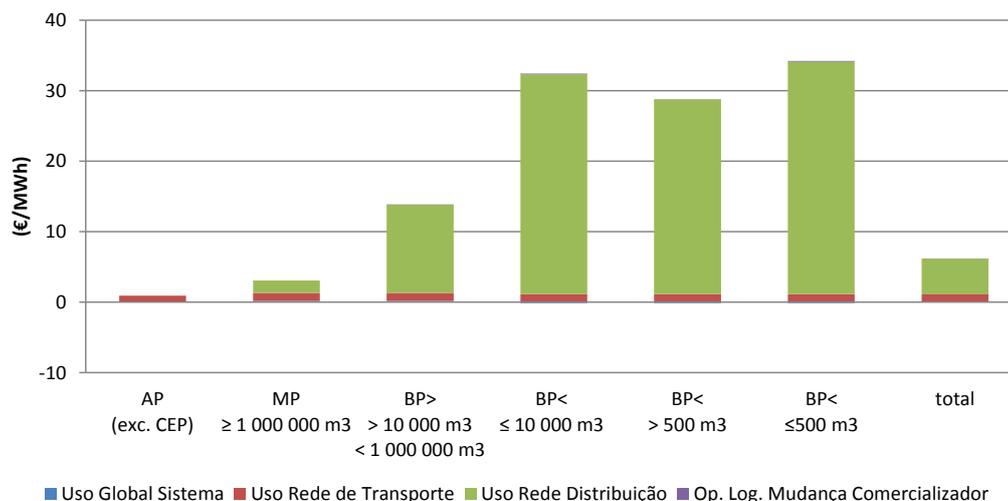
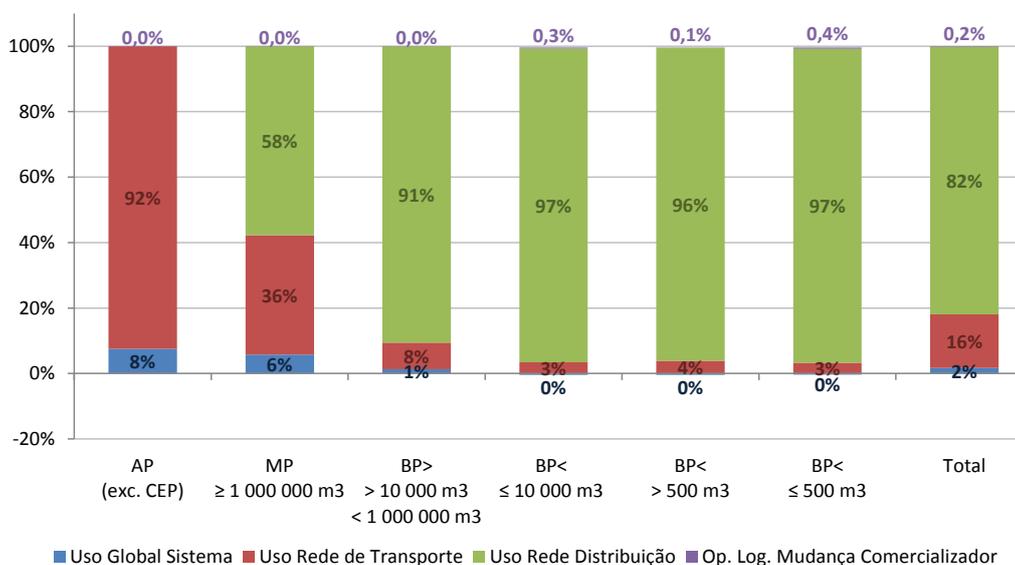


Figura 6-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



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

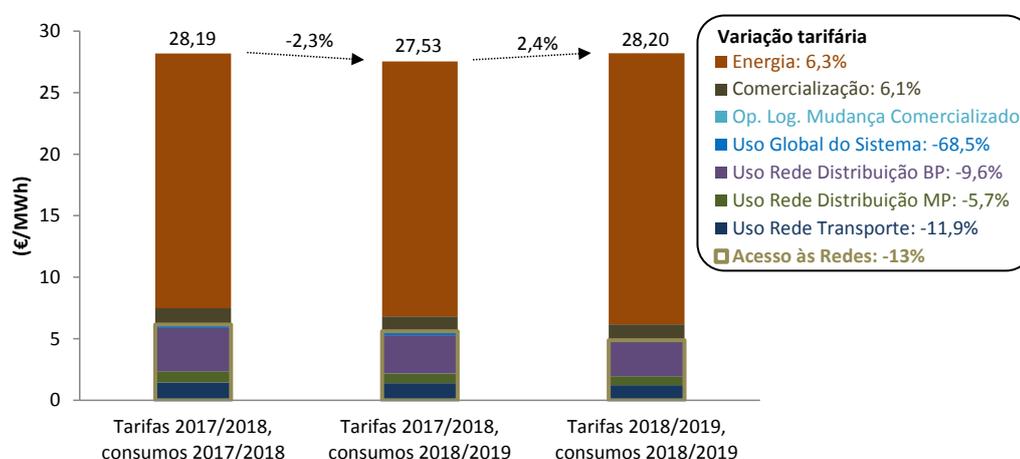
6.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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 2017-2018 e o ano gás 2018-2019. 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, 22,00 €/MWh. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão.

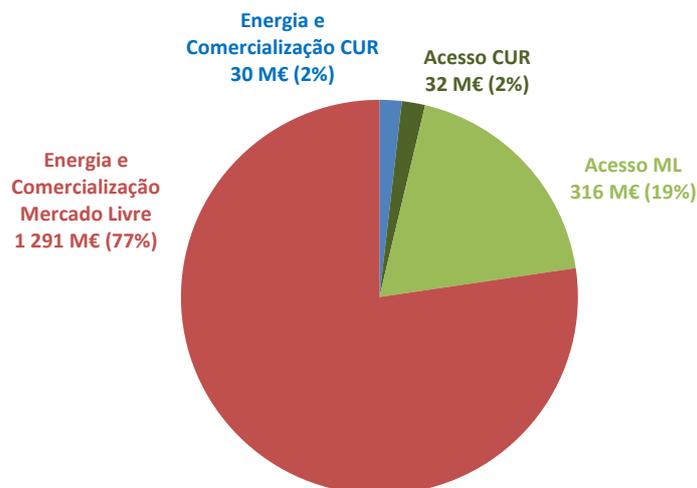
Na Figura 6-14, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -11,9% para o Uso da Rede de Transporte, -5,7% para o Uso da Rede de Distribuição em MP, -9,6% para o Uso da Rede de Distribuição em BP, -68,5% para o Uso Global do Sistema, 6,1% para a Comercialização e 6,3% para a Energia.

Figura 6-14 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



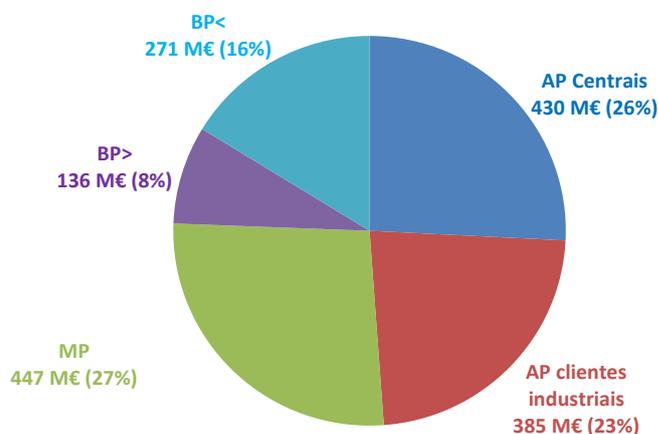
Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás natural no ano gás 2018-2019, sendo de destacar o reduzido peso da comercialização de último recurso nas receitas do setor, 4% que compara com 96% no mercado livre, conforme se ilustra na Figura 6-15. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso regulado pela ERSE, quer para o CUR, quer no mercado livre, que perfazem um valor global de 348 milhões de euros, 21% das receitas do setor. Estas receitas de acesso incluem quer o acesso aplicável a clientes, quer o acesso aplicável a comercializadores.

Figura 6-15 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, no ano gás 2018-2019



A estrutura destas receitas por nível de pressão encontra-se ilustrada na Figura 6-16, destacando-se o elevado peso das receitas em Alta Pressão e em Média Pressão.

Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão, no ano gás 2018-2019



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 2017-2018 e o ano gás 2018-2019, para os diferentes níveis de pressão. Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: 2,0% para os CEP, 2,5% para os clientes industriais em AP, 2,8% em MP, 0,3% em BP> e 3,3% em BP<. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

Figura 6-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores

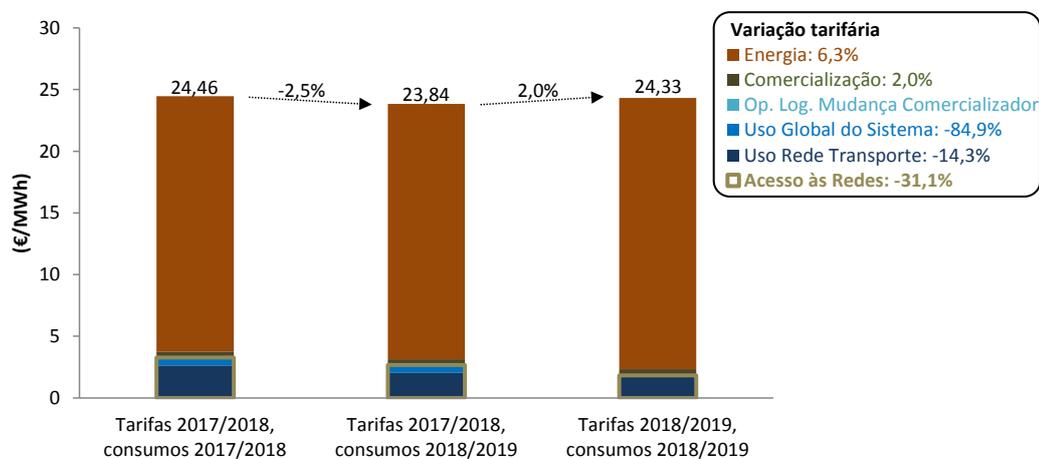


Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

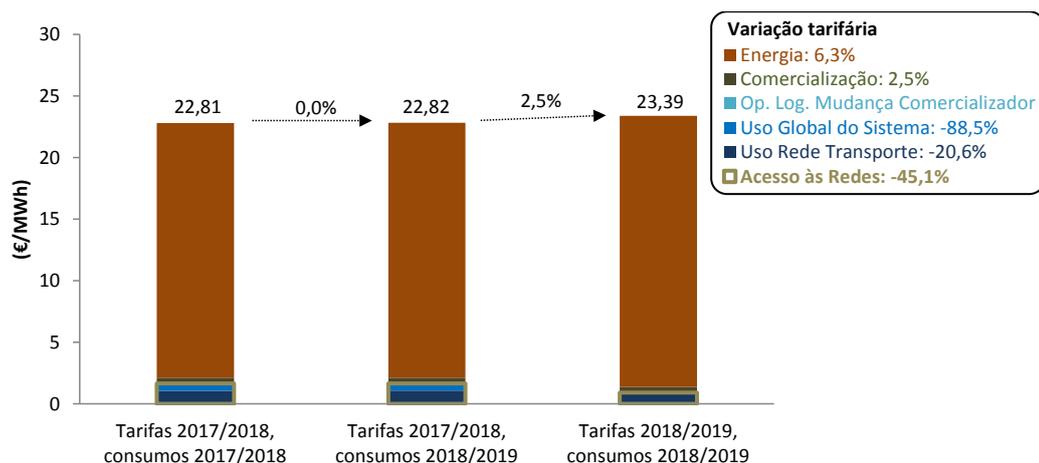


Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em

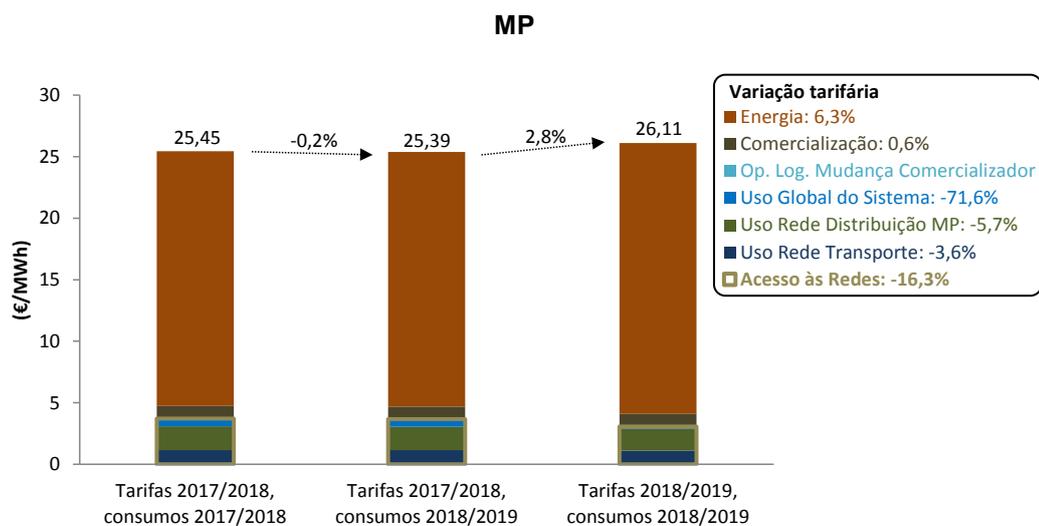


Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em

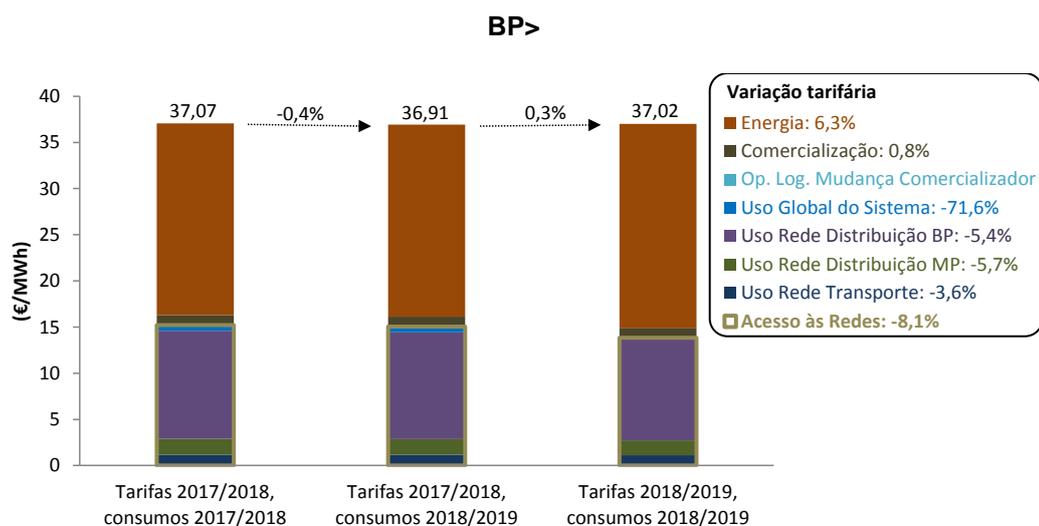
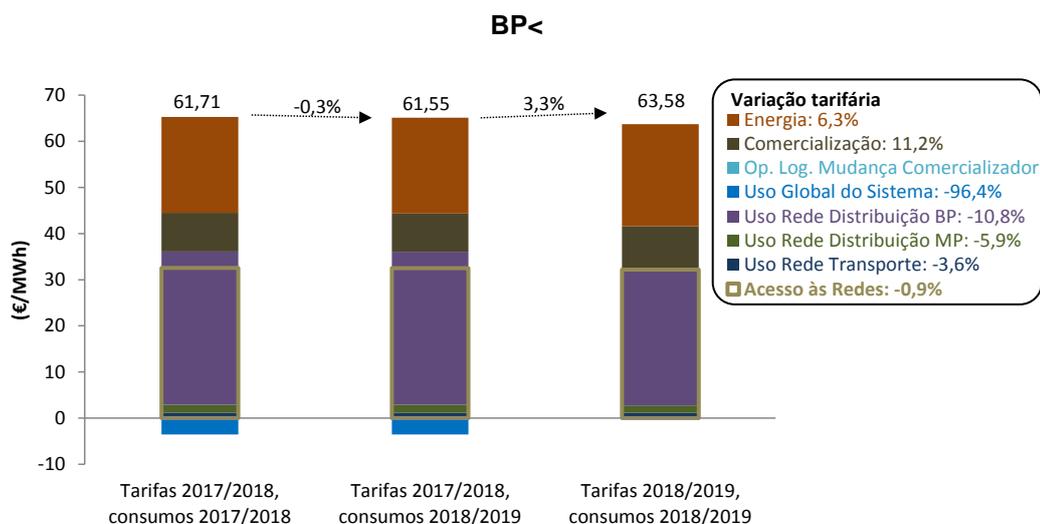


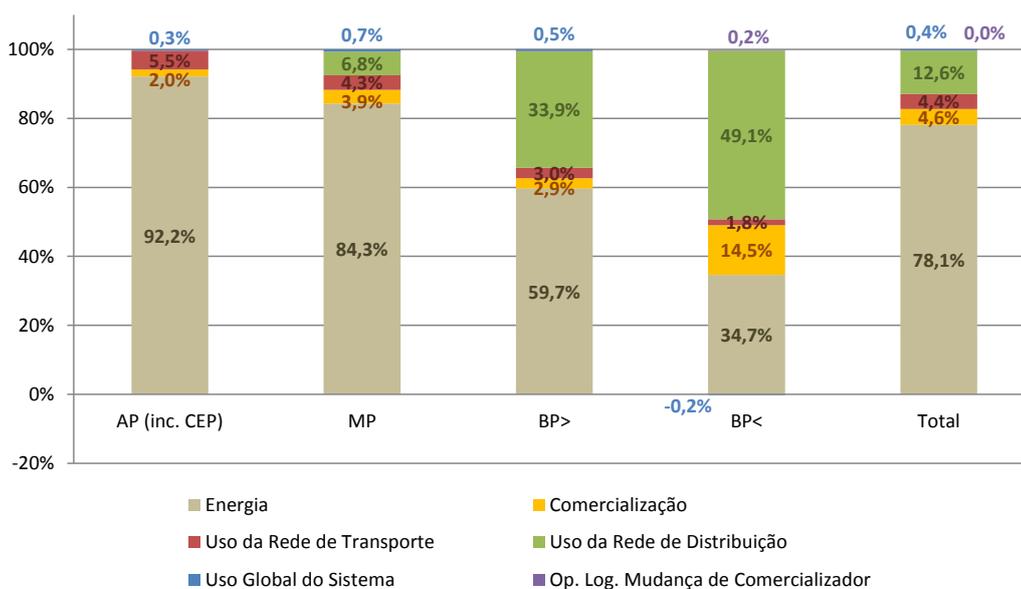
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em



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 Operação Logística de Mudança de Comercializador, tarifa de Uso do Global do Sistema e tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Figura 6-22 - 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 M³

6.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

Na presente secção é apresentada a evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas.

A Figura 6-23 apresenta a variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ entre o ano gás 2017-2018 e o ano gás 2018-2019. Esta tarifa regista um desagravamento (a verde na figura) do preço médio, maioritariamente por efeito consumo, embora a variação tarifária ocorra no mesmo sentido. A variação de preço médio é de -2,2% e a variação tarifária é de -0,2%.

Figura 6-23 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2017-2018, consumos 2017-2018	Tarifas 2018-2019, consumos 2018-2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	64,49 €/MWh Receitas: 42 970 k€ Quantidades: 666 GWh	63,10 €/MWh Receitas: 54 427 k€ Quantidades: 863 GWh	-2,2%	-0,2%	-1,9%

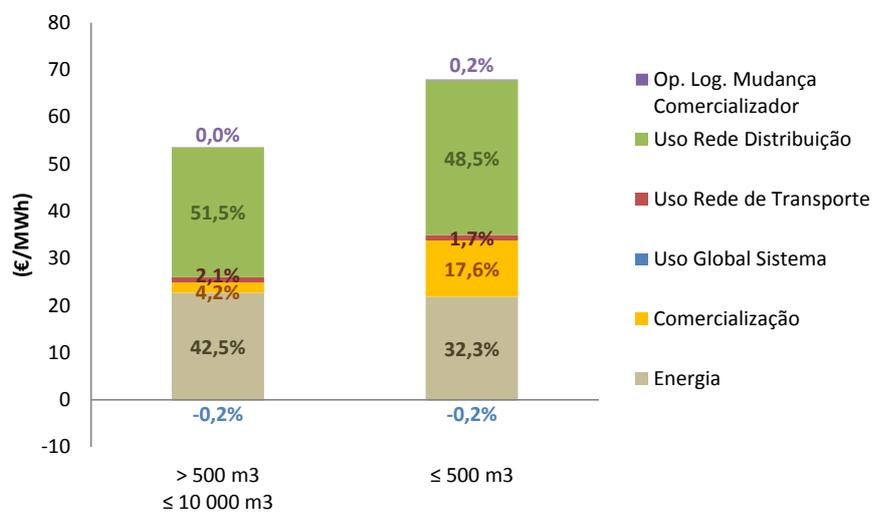
Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

A ERSE define, também, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³, a vigorarem a partir de julho de 2018, aprovando-se uma variação tarifária anual de -4,5% em MP e de -4,1% em BP>, face às tarifas do ano gás 2017-2018.

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

Na figura seguinte apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio de venda a clientes finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, pelas várias tarifas que a compõem: tarifa de Energia transitória, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

Figura 6-24 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de gás natural para 2018-2019 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
<u>Despacho n.º 6215/2017</u> - Diário da República n.º 135, Série II de 2017-07-14	Declara de utilidade pública o projeto de abastecimento de Gás Natural à empresa Pegop - Energia Elétrica, S. A.
<u>Diretiva n.º 7/2017</u> - Diário da República n.º 136, Série II de 2017-07-17	Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural.
<u>Diretiva n.º 9/2017</u> , Diário da República n.º 150, Série II de 2017-08-04	Perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários aprovados pela ERSE para vigorarem no ano gás 2017-2018.
<u>Decreto-Lei nº 97/2017</u> - Diário da República n.º 154, Série II de 2017-08-10	Estabelece o regime das instalações de gases combustíveis em edifícios e dos aparelhos que aquelas abastecem, com exceção dos aparelhos alimentados diretamente por garrafas de gás colocadas no local do consumo, bem como a definição do sistema de supervisão e regulação das atividades a elas associadas.
<u>Diretiva n.º 10/2017</u> , Diário da República n.º 158, Série II de 2017-08-17	Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2017-2018.
<u>Diretiva n.º 13/2017</u> , Diário da República n.º 183, Série II de 2017-09-21	Aprova o Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do Setor do Gás Natural.
<u>Declaração de Retificação n.º 34/2017</u> - Diário da República n.º 194, Série I de 2017-10-09	Retifica o Decreto-Lei n.º 97/2017, de 10 de agosto, da Economia, que estabelece o regime das instalações de gases combustíveis em edifícios, publicado no Diário da República, n.º 154, 1.ª série, de 10 de agosto de 2017
<u>Regulamento n.º 629/2017</u> - Diário da República n.º 243, Série I de 2017-12-20	Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

<u>Lei nº 114/2017-</u> Diário da República n.º 249, Série I de 2017-12-29	Aprova o Orçamento do Estado para 2018.
<u>Lei n.º 113/2017-</u> Diário da República n.º 249/2017, Série I de 2017-12-29	Grandes Opções do Plano para 2018
<u>Despacho n.º 3121/2018</u> - Diário da República n.º 61/2018, Série II de 2018-03-27	Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural, aplicável a partir de 1 de julho de 2018
<u>Regulamento n.º 224/2018</u> – Diário da República n.º 74/2018, Série II de 16-04-2018	Primeira alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural
<u>Regulamento n.º 225/2018</u> – Diário da República n.º 74/2018, Série II de 16-04-2018	Aprovação do Regulamento Tarifário do setor do gás natural

ANEXO II
SIGLAS

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

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

ANEXO III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2018-2019 das empresas reguladas do setor do gás natural;
- Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2018-2019;
- Estrutura tarifária no ano gás 2018-2019;
- 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 2018-2019

ANEXO V
COMENTÁRIOS ERSE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA
DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019

Parecer sobre a Proposta de

“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019”

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei N.º 84/2013, de 25 de junho, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setores 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 2018-2019*”³, solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 24.04.2018.

Assim, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I – GENERALIDADE

1. Enquadramento

- a. O presente parecer visa apreciar a proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2018-2019 (AG 2018-2019), apresentada pela ERSE no exercício dos poderes que lhe são conferidos por lei.
- b. O documento em apreço tem por base os parâmetros definidos para o período regulatório 2016-2019 e integra já as alterações do Regulamento Tarifário (RT) e do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) ocorridas no início de 2018, decorrentes da necessidade de adaptar a regulamentação do setor do gás natural ao Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de operação logística de mudança de comercializador (OLMC), às alterações relativas ao mecanismo de

¹ Doravante abreviado CT

² Cf. Artigo 48º do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho

³ Cf. Ref: E-Técnicos/2018/423/VM/ao, de 02/04/2018

financiamento da tarifa social (TS), preconizadas pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, e ao Código Europeu de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural, aprovado pelo Regulamento (CE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março.

- c. A determinação anual das tarifas e preços de gás natural inclui as tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF), a TS e as tarifas de acesso às redes (TAR) de transporte e de distribuição e das infraestruturas de alta pressão, assim como os preços dos serviços regulados.
- d. No que respeita às TTVCF, a variação para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10.000 m³, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2018, relativamente a julho de 2017, corresponde a decréscimos de 0,2%, de 4,2% para consumidores finais com consumo anual superior a 10.000 m³ e de 5,2% para clientes em média pressão:

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Baixa pressão com consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-0,2%
Baixa pressão com consumo > 10 000 m ³ /ano	-4,2%
Média pressão	-5,2%

Fonte: ERSE, Comunicado de Imprensa "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019" pág. 1

- e. Esta redução das TTVCF resulta em especial da variação nas TAR para o período que decorre entre 1 de julho de 2018 e 30 de junho de 2019, relativamente ao período homólogo de 2017-2018, que consta do quadro seguinte:

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

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	-49,7%
Clientes em MP e BP (> 10 000 m ³)	-12,6%
Clientes em BP (< 10 000 m ³)	-0,1%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019" pág.3

A relevância deste efeito, nomeadamente a divisão nas suas diferentes parcelas, bem como o impacto diferenciado nos diferentes segmentos de consumidores é discutido neste Parecer na Especialidade.

- f. Quanto à TS, os consumidores que reúnam os requisitos de acesso a esta tarifa beneficiarão de um desconto de 31,2% sobre as TAR, conforme determinado no Despacho 3121/2018, de 27 de março, do membro do Governo responsável pela área da energia.
- g. O CT regista como positivo o facto de, durante o período regulatório que se iniciou no ano-gás de 2016-2017 e que se encerra com esta proposta, se ter verificado uma redução da média anual das TTVCF pagas pelos consumidores domésticos de 7%, e de 9,5% para os consumidores industriais.
- h. De igual modo, o CT regista favoravelmente que, durante este período regulatório, as TAR fixadas pela ERSE tiveram uma redução média anual de 6,9% para os consumidores domésticos e de 17,5% para os consumidores industriais.

2. Comunicação dos impactos tarifários

- a. A comunicação das propostas de tarifas e preços de gás natural tem merecido a atenção do CT nos seus últimos pareceres, uma vez que este Conselho considerou que a ERSE deveria desenvolver esforços por melhorar a comunicação no que respeita às TTVCF, que são apenas aplicáveis a um universo reduzido de consumidores.
- b. Entendeu o CT no seu anterior parecer relativo à proposta de tarifas e preços de GN 2017-2018, que os exemplos dos impactos das variações tarifárias nos orçamentos familiares não distinguiam com exatidão que a redução verificada nas faturas dos consumidores domésticos apenas ocorreria no mercado regulado, dado que a variação da TAR no anterior período de fixação de tarifas para os consumidores domésticos foi de 0%. O CT considerou que poderia criar-se junto da generalidade dos consumidores uma falsa expectativa de redução das tarifas.
- c. No entanto, no que respeita à atual proposta de tarifas e preços de gás natural, o CT entende que a redação do comunicado sofreu importantes melhorias, reforçando que as TTVCF apenas se aplicam aos consumidores que ainda permaneçam no mercado regulado.
- d. Já no que respeita ao documento “Dossier de Imprensa”, que apresenta com maior detalhe a proposta de tarifas e preços, o CT entende que se mantém alguma falta de exatidão na redação formulada pela ERSE.
- e. Denote-se por exemplo no ponto: 5.1 Variação média nos clientes, que não refere nem no seu título, nem nos primeiros parágrafos que esta variação apenas se aplica a uma pequena parcela de consumidores. Até pelo contrário começa-se por dizer que: *“o universo dos consumidores...observará...uma variação tarifária de -0,2%”, sublinhe-se que a utilização*



da expressão “universo dos consumidores” induz o leitor a assumir que a variação de -0.2% se aplica a todos os consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10.000m³/ano:

5. Variação média nos clientes

5.1 Variação média nos clientes domésticos

O universo dos consumidores com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³ abrange os consumidores domésticos e serviços, e observará, a partir de julho, face ao ano anterior, uma variação tarifária de -0,2%.

O impacto concreto das variações tarifárias na fatura dos clientes depende do respetivo segmento de consumo. A implicação da redução proposta nos orçamentos familiares será a partir de julho de 2018 a representada abaixo:

Fonte: comunicado de imprensa

- f. Por outro lado, denota-se alguma falta de exatidão quando é referido pela ERSE que os consumidores com consumo anual de GN inferior ou igual a 10.000m³ são essencialmente os consumidores domésticos, incluindo pontualmente referência aos serviços, quando na realidade o universo destes consumidores é muito vasto e inclui até consumidores industriais, embora com um consumo de gás natural equiparado a um cliente doméstico.
- g. No que respeita ao exemplo tradicionalmente apresentado na comunicação relativo ao impacto no orçamento das famílias, poderá questionar-se se este deverá continuar a ser formulado, quando a sua eventual aplicação ao caso real vai sendo cada vez mais diminuta, dada a progressiva redução do número de clientes nos CURRs. Por outro lado, deverá equacionar-se a possibilidade de se comunicar o previsível impacto das variações das TAR, que neste caso já engloba todos os consumidores, ressalvando-se que este previsível impacto dependerá das condições tarifárias contratadas.
- h. Por último, conhecendo-se a problemática de alguma iliteracia energética, o CT sugere que a ERSE aproveite também o momento da comunicação da proposta de tarifas para apresentar algum conteúdo que, de forma simples e clara, explique a estrutura tarifária.
- i. Assim, o CT mantém a sua preocupação no que respeita a esta questão e entende que a ERSE, nos próximos exercícios de comunicação de propostas de tarifas e preços, deverá envidar todos os esforços para que explique com clareza que as variações tarifárias das TTVCF não se aplicam a todos os consumidores.

3. Comercialização de último recurso retalhista (CURRs)

- a. No seu parecer emitido a propósito da proposta de tarifas da ERSE para o Ano Gás (AG) 2017-2018, este Conselho considerava essencial que fosse repensado o modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso retalhista de modo a assegurar uma melhor adequação à realidade da sua dimensão e mercado, decrescentes

por natureza. Adicionalmente deverá ser tido em conta o período de tempo mais alargado estabelecido na Portaria nº 144/2017, de 24 de abril, que prolongou a aplicação das tarifas transitórias de gás natural até ao final do ano 2020.

- b. Considerando que a atividade CUR terá de existir sempre, a análise do modelo organizativo deverá ser coordenada pela ERSE, em conjunto com o Governo e envolvendo os *stakeholders* do setor, de modo a permitir uma maior previsibilidade do enquadramento de atuação a estas empresas.
- c. Mantêm-se, neste contexto, também válidas e pertinentes as recomendações apresentadas por este Conselho no que respeita à necessidade de a ERSE garantir as condições necessárias para que os CURRs possam desempenhar a sua atividade de forma eficaz e eficiente, com a garantia de que o seu equilíbrio económico-financeiro seja assegurado. Recomenda-se ainda 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 próximo período regulatório do setor.

4. Fluxos financeiros no SNGN

- a. O CT reitera considerar essencial para defesa da transparência e visibilidade do nível de custos e sua alocação que a ERSE procure a simplificação do regime de fluxos financeiros entre empresas, atualmente em vigor.
- b. Com efeito, verifica-se uma situação de crescente complexidade e conseqüente opacidade, particularmente evidenciada na figura “2-1 Fluxos Económicos e Financeiros do SNGN” do Documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o AG 2018-2019 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural.”
- c. Em particular, o CT recomenda que os fluxos financeiros sejam assegurados de forma direta entre as entidades envolvidas evitando a intermediação do processo por terceiras partes, sem prejuízo de garantir o princípio base de que as transferências entre empresas devem ser realizadas quando os montantes a transferir estejam disponíveis, por terem sido previamente cobrados, evitando-se assim financiamentos intermédios e custos adicionais.

5. Revisão RT

O CT reconhece que a presente Proposta de Tarifário foi preparada considerando os resultados da Revisão Regulamentar Extraordinária, subseqüente à 63ª Consulta Pública lançada pela ERSE.

P
B

Nesta revisão regulamentar foram alteradas algumas disposições relevantes do RT sobre pontos que impactam esta proposta de tarifário, considerando o CT de destacar:

5.1. Calendário de aplicação das Tarifas de Acesso

- a. Sendo certo que, pela entrada em vigor do Código Europeu de Tarifas, a tarifa a aplicar às entregas no VIP⁴ Portugal-Espanha será válida até setembro de 2019, garantindo a ligação para o novo ano de reserva de capacidade⁵, verifica-se que a ERSE optou por não realizar de imediato a harmonização do calendário de aplicação das demais tarifas de acesso (ie. Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo e Distribuição), reservando tal possibilidade para a próxima revisão regulamentar, previsivelmente a realizar antes do início do período regulatório seguinte (1 de julho de 2019).
- b. O CT relembra que, no seu Parecer à 63ª Consulta Pública para revisão dos Regulamentos de 2 de Março de 2018, expressou o seu claro entendimento quanto à vantagem resultante da harmonização dos calendários tarifários recomendando a implementação da mesma: *“Neste quadro, reconhecendo que a alteração agora proposta resulta de uma necessidade imediata de harmonização ao nível europeu, o CT recomenda que na próxima revisão regulamentar ordinária a realizar em 2019, se preveja que todas as tarifas – VIP, Transporte, Terminal GNL, Armazenamento Subterrâneo e Distribuição - sejam aprovadas nas datas agora estabelecidas (1 junho), mas que sejam aplicadas no ano de contratação, ou seja a partir de 1 de outubro seguinte.”*
- c. Observando-se que uma evidente maioria das respostas à Consulta Pública, recomendou igualmente esta harmonização, em alguns casos aliás com sugestão de aplicação imediata nesta proposta de tarifário, o CT considera que a ERSE poderia tê-la realizado desde já, pois estaria claramente suportada por esse apoio evidente por parte dos *stakeholders*, independentemente de esta possibilidade não ter sido explicitada nesta proposta de revisão para o texto do RT.
- d. Deste modo, reconhecendo a opção mais cautelosa da ERSE em manter, por ora, o calendário de aplicação das demais tarifas, o CT reitera a sua opinião quanto às evidentes vantagens em termos de estabilidade e previsibilidade regulatórias decorrentes desta harmonização, bem expressas pelos *stakeholders* nos comentários apresentados na Consulta Pública.

⁴ Ponto de Interconexão Virtual, agregando as entradas e saídas do SNGN por Campo Maior e Valença do Minho.

⁵ A decorrer de outubro de um ano a setembro do ano seguinte, nos termos do Código Europeu.

- e. Assim, o CT fica na expectativa que a ERSE inclua na próxima revisão do RT as disposições necessárias para a completa harmonização dos calendários de aprovação e aplicação das tarifas reguladas, com sobreposição integral do “AG tarifário” com o “AG capacidade” (outubro de um ano a setembro do ano seguinte).

5.2. Regime de Financiamento da Tarifa Social (TS)

- a. O CT regista o cuidado expresso pela ERSE na proposta de tarifário quanto ao mecanismo de financiamento da TS.
- b. Com efeito, como aliás o próprio CT expressara nos seus comentários à Consulta Pública, a redação empregue na legislação relevante⁶ para estabelecer o novo regime de financiamento, ao afetar parte dos custos às “*vendas dos transportadores*”, bem como a referência à “*alocação por volumes comercializados*”, permitia sérias dúvidas de interpretação.
- c. Deste modo, o CT entende as reservas mantidas pela ERSE na proposta de tarifário, e manifesta a sua concordância com a solicitação de clarificação dirigida ao Presidente da Assembleia da República, enquanto representante da entidade que, mais apropriadamente, poderá clarificar a aplicação dos princípios identificados na alínea b).
- d. Sem prejuízo das reservas expostas pela ERSE, que o CT entende serem atendíveis, em sede de Especialidade neste Parecer são apresentados comentários mais dirigidos à construção tarifária resultante dos descontos previstos na aplicação da TS.

5.3. Regulação das Atividades do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC)

- a. O CT regista positivamente que a ERSE acolheu o seu parecer da necessidade de se manter uma monitorização específica deste operador, de modo a garantir que a recuperação de proveitos resultantes da sua atividade que serão alocados às tarifas do SNGN resulte de uma utilização adequada de recursos com custos sujeitos a critérios de eficiência.
- b. Por outro lado, sem prejuízo dos comentários apresentados na Especialidade, o CT avalia como menos positiva a decisão da ERSE de manter uma estrutura tarifária complexa no relacionamento entre Operadores Infraestruturas e o OLMC, nomeadamente pelo estabelecimento de uma variável tarifária (“capacidade”) cuja aplicabilidade à atividade do OLMC não se afigura evidente.

⁶ Em particular a Lei nº 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2018.

- c. O CT relembra que no âmbito da 63ª Consulta Pública no seu parecer sugeriu que este procedimento poderia ter sido simplificado para um Mecanismo de Compensações, a exemplo do que ocorre noutros procedimentos de recuperação de Proveitos Permitidos no SNGN até em casos de transferência de verbas bem mais complexas (ex. com os ORD e CURRs).
- d. O CT recomenda assim que a ERSE avalie a possibilidade do OLMC recuperar os seus proveitos com base numa transferência fixa mensal a realizar pela REN, com correção (se necessária) em sede de Ajustamentos no ano (n+2), nos termos estabelecidos no RT para estas situações.

6. Recomendações para o próximo período regulatório

O CT reconhece que esta proposta de Tarifário se dirige ao último ano do período regulatório em curso, pelo que esta proposta não inclui alterações significativas em relação às propostas dos anos anteriores.

Neste sentido, antecipa-se que a ERSE, como tem sido a sua prática, venha a lançar uma Consulta Pública para a revisão dos Regulamentos do SNGN, em preparação do período regulatório a iniciar-se em 1 de julho de 2019.

Como ponto relevante na documentação dessa consulta pública, o CT relembra a necessidade de a ERSE apresentar um balanço da atividade do SNGN, nomeadamente pela avaliação crítica da eficácia das principais disposições regulamentares, pelo menos nos 2 últimos períodos regulatórios.

Retomando o exposto em Pareceres anteriores, o CT destaca alguns dos pontos que crê deverão ser objeto de análise, de modo a melhorar a efetividade da regulamentação e a sustentabilidade e operacionalidade do SNGN, nomeadamente:

- a. Duração do Período Regulatório, que poderá ser incrementado melhorando a estabilidade e previsibilidade regulatórias;
- b. Harmonização do calendário de aplicação das tarifas de acesso, como discutido neste Parecer;
- c. Revisão fundamentada dos parâmetros de eficiência das atividades reguladas, considerando os ganhos já conseguidos nos sucessivos períodos regulatórios;
- d. Modelo de financiamento das ligações às redes, em especial para consumidores não-domésticos, induzindo o desenvolvimento sustentável das redes de distribuição;
- e. Modelo organizativo e operacional da Atividade de Comercialização de Último Recurso, também analisado neste Parecer;

- f. Seguindo o exemplo de Espanha, criação de opções tarifárias cumulativas (“empilhamento”) que conferem maior flexibilidade à contratação de capacidade, induzindo maiores consumos;
- g. Estrutura Tarifária para Clientes Industriais mais aderente ao consumo;
- h. Conclusão da harmonização regulatória com Espanha, permitindo a completa implementação do MIBGAS, com vista ao aumento da liquidez e concorrência no mercado grossista.

Adicionalmente, o CT insta que a ERSE, após a conclusão desta revisão, prossiga para a necessária adaptação da subregulamentação associada, de modo a garantir um corpo regulatório coerente, o que será especialmente relevante se se optar pelo aumento da duração do período regulatório.

II - ESPECIALIDADE

1. Mercado livre (ML)

1.1. Evolução do mercado

- 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 setor, 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 aprovou assim um calendário para a abertura do mercado livre, que permitiu que desde 1 de janeiro de 2010 todos os consumidores passassem a escolher livremente o seu comercializador de gás natural.
- d. Foi, no entanto, definido que a liberalização seria introduzida gradualmente e, para tal, construído um regime transitório, onde entre outros aspetos, se destaca a figura do CUR (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.

P
N

- e. Esta TTVCF aplicada ao gás fornecido pelos CURRs 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.⁷
- f. 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 m³.
- g. Relativamente aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³, têm-se verificado sucessivos adiamentos da extinção das tarifas transitórias para fornecimento de gás natural a clientes finais, tendo sido fixada a nova data de 31 de dezembro de 2020, nos termos da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.
- h. Ainda assim, o processo de liberalização do mercado de GN tem ocorrido de forma satisfatória, na medida em que o mercado disponibiliza já um número significativo de propostas comerciais para todos os segmentos de consumo como demonstra o grau de maturidade já atingido, em linha com outros processos de liberalização, nomeadamente o espanhol.

1.2. Informação sobre o mercado liberalizado

- a. O CT tem reiteradamente alertado para a necessidade de divulgação pela ERSE dos resumos informativos de acompanhamento do mercado liberalizado de forma atempada e atualizada.
- b. Em janeiro de 2018 foi finalmente publicado pela ERSE um Boletim sobre o mercado liberalizado de gás natural, reportando os dados a novembro de 2017⁸, ato que naturalmente o CT saúda, mas sobre o qual desconhece atualizações mais recentes, devendo a ERSE estabelecer um período máximo de publicação que o CT recomenda não ser superior a trimestral.
- c. Em qualquer caso, o CT relembra que a ERSE nos comentários ao Parecer do CT sobre a Proposta de Tarifário para o AG 2017-18, a não publicação de relatórios de monitorização

⁷ Decreto-lei 15/2015, de 30 de janeiro

⁸ O último Boletim divulgado correspondia a dados do 1º semestre 2015.

fora justificada “por estar a decorrer uma auditoria”. O CT não tem conhecimento dos resultados desta auditoria.

1.3. Mercado: Evolução e informação

- a. Comparando os documentos de “Caracterização da Procura” para os Anos gás 2017-2018 e 2018-2019, verifica-se que a ERSE estima que o balanço total de clientes no SNGN para este período aumente em, aproximadamente, 25 mil clientes, passando de 1.456 para 1.482 milhares de clientes.
- b. Contudo tendo por base o suprarreferido Boletim, verifica-se que o saldo líquido mensal de entradas no ML tem sido ligeiramente superior a 5.000 clientes/mês, ainda que com tendência decrescente, o que pressuporá um aumento anual de, aproximadamente, 50.000 clientes.
- c. Da leitura e comparação dos mesmos documentos resulta ainda notória a correção em alta da previsão do número de clientes ainda em Mercado Regulado (MR), que passa de 251 para 285 mil clientes, significando que, ao ritmo atual, menos de 10% dos atuais clientes em MR virão a transitar para o ML durante o AG de 2018-2019.
- d. Pelos motivos elencados, reafirmando o já expressado em diversos Pareceres, o CT considera que a ERSE deve utilizar os instrumentos de que dispõe para, em conjunto com todos os agentes do SNGN e os consumidores, continuar o processo de criação de condições para a migração plena dos clientes para o mercado livre.
- e. Para tal, o CT sugere que, da mesma forma como têm vindo a ser produzidos relatórios cada vez mais completos acerca dos preços praticados e qualidade do serviço prestada pelas empresas a operar no setor, a ERSE passe também a disponibilizar ao mercado informação mais detalhada, sem prejuízo da proteção de dados pessoais.

2. Comercializadores de último recurso retalhista (CURRs)

2.1. Ajustamentos de AG anteriores

- a. A propósito das propostas de tarifas para os AG anteriores, e especificamente no que respeitou à proposta de parâmetros para o período regulatório em curso, o CT alertou para a necessidade premente 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, que se mantém atual, decorria da demonstração de que, apesar dos esforços realizados pelos CURRs de adaptação à dimensão progressivamente menor do seu

mercado, nem sempre lhes seria possível corresponder à repartição proposta pelo regulador para a estrutura de custos destas empresas entre fixos e variáveis e, simultaneamente, cumprir com os parâmetros de eficiência impostos.

- c. Antecipando-se para breve a revisão regulamentar que antecede o início de um novo período regulatório, o CT considera essencial que a ERSE promova a revisão do modelo organizativo desta atividade, interiorizando os resultados das análises anteriormente identificadas e a realizar previamente.
- d. O CT regista que a ERSE, à semelhança do que se verificou nas tarifas para 2017-2018, incorporou, nos ajustamentos dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural dos vários CURRs, acertos relativos a anos anteriores.
- e. Em 2017-2018 a ERSE indicava que o motivo que levou a estas correções estava ainda a ser apurado.
- f. A ERSE na sua Proposta para 2018-2019 mantém estas correções, aparentemente considerando-as como definitivas, sem esclarecer os valores aplicados a cada CURR⁹.
- g. O CT nota ainda, que na proposta tarifária 2018-2019 é criado um novo acerto adicional identificado como “*quantidades*” relativamente ao qual não foram também apresentados esclarecimentos.
- h. O CT considera fundamental, de modo a assegurar a transparência das decisões tomadas pelo regulador que quer o racional, quer a metodologia aplicada no cálculo destes ajustamentos, sejam publicados de forma a poderem ser analisados e verificados pelos CURR, bem como apreciados adequadamente pelo CT.

2.2. Tarifas transitórias de vendas a clientes finais

A diminuição generalizada das TTVCF resulta da combinação da redução relevante das TAR, discutida no ponto 5.1 deste Parecer, conjugada com as variações propostas pela ERSE para as outras componentes desta tarifa – Energia e Comercialização – que devem refletir, respetivamente, por um lado a evolução dos custos de aprovisionamento de gás natural e, por outro, a estrutura e nível de custos próprios dos CURRs.

⁹ Na aprovação do Tarifário para o AG2017-18 era referida a existência de “*desajuste sistemático na função de compra e venda de gás natural, cujo motivo estava a apurar-se*”. Contudo, ainda que a ERSE mantenha esta correção identificada como “*acertos de anos anteriores*”, não se vislumbra alguma elaboração sobre esse apuramento nos documentos agora submetidos a Parecer do CT.

Observa-se uma variação simétrica destas componentes da TTVCF que não impede, contudo, uma diminuição em todos os níveis tarifários, como referido na Generalidade:

- a. A variação da Tarifa de Energia para Consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10.000 m³, a vigorar a partir de julho de 2018, corresponde a um decréscimo de 3,9%, por comparação com julho de 2017, conforme Quadro 0.4:

Quadro 0-4 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-3,9%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2018-2019" pág.4

- b. A variação da tarifa de comercialização para consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10.000 m³, relativamente ao período homólogo de 2017-2018:

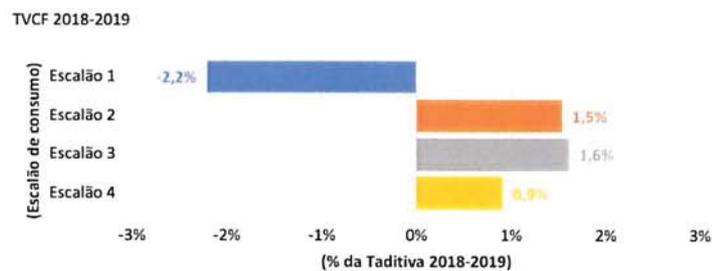
Quadro 0-5 - Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	11,2%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2018-2019" pág. 4

- c. O CT regista que a proposta de tarifas 2018-2019 incorpora uma redução generalizada da distância das TTVCF para a tarifa aditiva transitória. O CT recomenda que a ERSE conclua o processo de transição para uma estrutura tarifária totalmente aditiva, durante o próximo período regulatório, uma vez que se continua a observar uma assimetria relevante entre os vários escalões de consumo:

Distância das TTVCF para tarifa aditiva transitória no AG 2018-2019



Fonte: ERSE, Estrutura tarifária GN 2018-2019, fig. 12.3, abril 2018

3. OLMC

- a. Nos termos do Decreto-Lei nº 38/2017, de 31 de março, que alocou as responsabilidades da Gestão do Processo de Mudança de Comercializador à ADENE, quer para o SEN, quer para o SNGN, foi necessária a revisão do RT, por forma a enquadrar-se este novo agente do mercado.
- b. Aquando da revisão do RT, o CT apresentou no seu parecer à 63ª Consulta Pública, importantes preocupações no que respeita ao OLMC, em particular na identificação dos custos a transmitir para as tarifas, e que mais uma vez cumpre reiterar:
 - i. Deverá existir um cuidado especial na separação das atividades exercidas pelo OLMC e na identificação dos seus custos para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações, por omissão.
 - ii. O valor a recuperar através da tarifa OLMC não deverá ser superior ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade.
 - iii. O CT manifesta a sua preocupação pela incorporação de outros eventuais custos que poderão advir do alargamento das funções concedidas ao OLMC e que atualmente não são desenvolvidas pelo ORD, ainda que estes custos possam não ser refletidos sob a forma de tarifa.
 - iv. O diploma legal que aprovou o regime jurídico aplicável ao OLMC, prevê que a tarifa seja uma das formas de financiamento desta atividade. Neste contexto, é uma preocupação do CT saber qual é a afetação entre as diferentes fontes de financiamento e os custos que se pretende recuperar.
- c. O CT não pode deixar de sublinhar que, face aos montantes em apreço e em prol da simplicidade de aplicação, em vez de uma tarifa, teria sido mais indicada a recuperação de custos desta atividade de OLMC considerando um adicional de proveitos a recuperar por operador em função do número de clientes fornecidos pela sua rede e a transferência do valor assim considerado para o OLMC.
- d. A este propósito relembra-se a recomendação do CT, no seu parecer relativo à revisão do RT: *“considerando que o valor dos proveitos permitidos do OLMC é proporcionalmente reduzido face aos proveitos globais recuperados pelo ORT, o CT deixa à consideração a possibilidade de se realizarem transferências mensais fixas do ORT para o OLMC (duodécimos dos proveitos permitidos estimados para este), de modo a garantir uma constância de recuperação dos proveitos por esta entidade, evitando-se a necessidade de*

ajustamentos interanuais relevantes, nomeadamente em situações de variabilidade do consumo”.

- e. Da revisão do RT resultou a criação das seguintes tarifas que permitem através da sua aplicação os fluxos financeiros necessários à recuperação de proveitos do OLMC:
- i. A tarifa OLMC aplicada ao ORT para recuperação dos proveitos do OLMC. Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para entregas nas redes de distribuição.

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Operador da Rede de Transporte	
Capacidade utilizada Redes Distribuição (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,320754
Capacidade utilizada Clientes AP (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,000003

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas GN 2018-2019

- ii. A tarifa OLMC aplicada pelo ORT às entregas em AP, às entregas a instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes e às entregas nas redes de distribuição a partir de GNL. Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para as entregas nas redes de distribuição.

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Redes de Distribuição	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,320754
Clientes em AP	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,000003

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas GN 2018-2019

- iii. A tarifa OLMC aplicável pelos ORD às restantes entregas (MP e BP). Esta tarifa é composta por um preço do termo fixo, que não apresenta diferenciação por nível de pressão.

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	0,0231

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas GN 2018-2019

P
Bj

- iv. A tarifa OLMC aplicável pelo ORT às entregas às instalações abastecidas por UAG (Propriedade de Clientes)

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00144082
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00142795
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	-0,00001279
OLMC (EUR/kWh)	0,00002566

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas GN 2018-2019

- f. Uma vez que a estrutura de custos do OLMC é essencialmente fixa, considerou-se uma opção por termos tarifários fixos o que implicou, no caso da faturação do OLMC e da rede AP, a criação de um termo de “capacidade utilizada” e, para as redes MP e BP, a consideração de um valor fixo aplicável ao número de clientes dessa rede.
- g. Por último, consagra-se que os custos totais da atividade do OLMC a recuperar, são repartidos pelos níveis de pressão, em função do número de clientes, de acordo com a seguinte tabela da ERSE:

Quadro 7-1 - Alocação dos custos de Operação Logística de Mudança de Comercializador por nível de pressão

	Clientes #	Proveitos a recuperar €
AP	19	6
MP	413	115
BP>	4 650	1 291
BP<	1 477 550	410 140
Total	1 482 642	411 550

Fonte: ERSE, Estrutura Tarifária no AG 2018-2019

4. Nível tarifário

4.1 Preço médio unitário do serviço

- a. O conceito de nível tarifário reflete o preço médio de um serviço para os seus utilizadores, sendo que este custo depende da utilização bem como do nível de proveitos associados à prestação desse serviço.
- b. A análise do preço médio do serviço permite acompanhar a sua evolução no tempo, fornecendo assim uma informação global e objetiva sobre o custo para o conjunto de utilizadores. É de ressaltar, que cada utilização por ter um perfil específico e estar exposta a uma estrutura tarifária com tarifas e preços particulares, pode estar desviado deste valor médio.
- c. Do conjunto de decisões regulatórias em vigor, o quadro abaixo reflete a variação do preço médio das tarifas por atividade nas infraestruturas de alta pressão.

Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão ¹⁰

Fonte: ERSE Proposta de tarifas GN 2018-2019, fig. 6-2.

Tarifa	Preço médio 2017-2018	Preço médio 2018-2019	Variação do preço médio	=	Variação tarifária	+	Efeito consumo
Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,94 €/MWh Receitas: 34 069 k€ Quantidades: 17 561 GWh	0,89 €/MWh Receitas: 21 853 k€ Quantidades: 24 614 GWh	-54,2%	=	-46,5%	+	-7,7%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	11,13 €/MWh Receitas: 18 680 k€ Quantidades: 1 678 GWh	8,18 €/MWh Receitas: 12 407 k€ Quantidades: 1 518 GWh	-26,5%	=	-32,6%	+	6,0%
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	1,94 €/MWh Receitas: 100 327 k€ Quantidades: 51 698 GWh	1,57 €/MWh Receitas: 93 219 k€ Quantidades: 59 218 GWh	-18,9%	=	-18,0%	+	-0,9%
Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 25 543 k€ Quantidades: 51 698 GWh	0,02 €/MWh Receitas: 1 150 k€ Quantidades: 59 218 GWh	-96,1%	=	-96,2%	+	0,1%

- d. O CT não pode deixar de sublinhar a significativa redução dos preços médios nas atividades de alta pressão para o AG 2018-2019. Existem duas causas principais: a procura e os ajustamentos de anos anteriores.
- e. Quanto ao comportamento da procura, releva-se aqui a evolução das previsões de procura consideradas para tarifas no AG 2018-2019 que, face ao AG 2017-2018 aumentam 40% no caso do terminal de GNL e 15% no caso da rede de transporte. Estas variações decorrem do comportamento do mercado de GN em 2017 que, além de ter recorrido mais ao GNL, viu aumentar de forma significativa a procura global de GN (24,8% de aumento de consumo face a 2016), pela utilização mais intensa das centrais de ciclo combinado com um consumo de 27,6 TWh, 40% do total, com um crescimento de 79% face ao ano anterior.
- f. Quanto à evolução dos preços está em vigor um conjunto de instrumentos regulatórios de estabilização tarifária que atuam sobre os proveitos a recuperar pelas tarifas por atividade que foram reduzidas significativamente: no caso do terminal de GNL os proveitos a recuperar pelas tarifas desta atividade reduzem 36%; no armazenamento subterrâneo a

¹⁰ O preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL considera as quantidades de energia à saída do Terminal. O preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo utiliza como variável a energia armazenada diariamente.

redução é de 34%; no transporte a redução é de 7%; e na gestão de sistema a redução é de 95%.

- g. Importa referir que as variações elevadas verificadas são resultantes do comportamento dos ajustamentos com origem na procura de anos anteriores, e das alterações de procura vertidas nas previsões que servem de base às tarifas de 2018-2019.
- h. O CT ressalva que, embora com preocupação de estabilização tarifária, é fundamental neste ambiente de volatilidade da procura que os preços possam mesmo assim ajustar com a rapidez necessária, como agora se verifica no AG 2018-2019. Esta correção deverá ocorrer com a mesma celeridade, qualquer que seja o sentido de variação, de modo a minimizar o valor dos montantes em ajustamento que afetem tarifas futuras e os sinais preço com reflexo nas decisões de consumo de GN.
- i. Fazendo uma análise idêntica para a distribuição, verifica-se que a volatilidade não é significativa. Evidencia-se mesmo assim, uma redução dos proveitos a recuperar por esta atividade de 6% e um aumento de consumo de 1% nas previsões para tarifas de 2018-2019.

Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Tarifa	Preço médio 2017-2018	Preço médio 2018-2019	Variação do preço médio	=	Variação tarifária	+	Efeito consumo
Uso da Rede de Distribuição	9,18 €/MWh Receitas: 227 763 k€ Quantidades: 24 810 GWh	8,54 €/MWh Receitas: 213 711 k€ Quantidades: 25 039 GWh	-7,0%	=	-6,9%	+	-0,1%

Fonte: ERSE Proposta de tarifas GN 2018-2019, fig. 6-4.

4.2 Proveitos unitários médios das infraestruturas e redes (sem ajustamentos)

- a. O efeito dos ajustamentos induzidos pela volatilidade da procura tem na procura, em particular na AP, um peso muito significativo no valor de proveitos a recuperar em cada atividade para efeitos tarifários.
- b. O proveito unitário médio em cada infraestrutura, líquido de ajustamentos, resulta da consideração dos proveitos decorrentes da remuneração dos ativos associados e dos custos operacionais regulados, divididos pelo consumo global previsto.
- c. O proveito unitário médio das infraestruturas assim obtido, traduz um indicador do nível tarifário das infraestruturas e redes que o CT tem vindo a acompanhar nos últimos anos, em particular por estar isento dos efeitos da volatilidade da procura de cada uma delas, que afeta substantivamente o nível dos ajustamentos e a interpretação da ação da regulação económica.

P
B.

- d. Tendo por base este indicador, podem comparar-se os proveitos unitários das infraestruturas entre diversos anos, líquido dos ajustamentos, e o proveito médio de Portugal com o de Espanha, mercado onde muitos consumidores industriais também operam e com o qual se comparam muitas vezes.

TERMINAL
(energia regaseificada)

PORTUGAL	2017-18	2018-19
	2,2	1,6

ESPAÑA	2017	2018
	2,9	2,4

Pt/Es 77% 65%

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

Fonte: Proposta de tarifas GN 2018-2019, Orden ETU/1283/2017 e Relatório da CNMC

- e. O terminal GNL de Sines teve uma redução do proveito médio de 30 % face ao AG anterior, refletindo a sua maior utilização, acentuando a diferença face a Espanha, mesmo tratando-se de uma unidade substancialmente mais recente que a média dos terminais espanhóis.

Tabela: Proveitos unitário das redes de GN (€/MWh)

TRANSPORTE (energia à saída da rede)			DISTRIBUIÇÃO (energia à saída da rede)	
PORTUGAL	2017-18	2018-19	2017-18	2018-19
	1,7	1,3	9,1	8,7
ESPAÑA	2017	2018	2017	2018
	2,5	2,3	9,6	8,8
Pt/Es	66%	58%	95%	98%

Fonte: Proposta de tarifas GN 2018-2019, Orden ETU/1283/2017 e Relatório CNMC

- f. A rede de transporte tem um proveito unitário também substancialmente abaixo (19%) do verificado no AG anterior, notando-se que estes custos são referentes apenas ao transporte, não incluindo o efeito da tarifa de UGS.
- g. No caso da distribuição, apesar da redução verificada em Espanha, o proveito unitário das redes de distribuição nacionais está abaixo dos valores médios de Espanha, e reduziu 5%.

5. Tarifas

5.1. Variação das Tarifas de Acesso à Rede

- a. O CT regista com agrado a tendência de anos anteriores de descida das TAR para todos os níveis de consumo, especialmente significativa para os níveis de pressão AP e MP e BP>:

Varição anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Varição tarifária 2018-2019/2017-2018
Baixa pressão com consumo $\leq 10\ 000\ m^3/ano$	-0,1%
Baixa pressão com consumo $> 10\ 000\ m^3/ano$	-7,2%
Média pressão	-17,5%
Alta pressão	-49,7%

Fonte: ERSE, "COMUNICADO - Proposta de tarifas de gás natural de julho de 2018 a junho de 2019"

- b. Desagregando por nível de pressão e escalão de consumo, o CT verifica uma redução para os clientes com maior consumo, tal como observado nas tarifas do AG 2017-2018. Constata o CT que esta diferenciação conduz a um tarifário mais sensível ao consumo e menos centrado no nível de pressão a que estão ligados os consumidores.
- c. O CT considera que a proposta apresentada pela ERSE de redução das TAR é positiva para a generalidade dos consumidores, contribuindo para a melhoria da competitividade das empresas portuguesas e do poder de compra das famílias.
- d. O CT considera importante que, na lógica da defesa da economia portuguesa e do emprego, se prossiga a construção e desenvolvimento do mercado do gás natural, promovendo a competitividade das empresas e a defesa do emprego, nomeadamente através do aumento das exportações e da substituição das importações por produção nacional.
- e. Para a redução das TAR contribuiu fortemente a diminuição do custo associado ao uso global do sistema em 96% face ao AG anterior. A variação anual das tarifas por atividade traduz-se na seguinte tabela:

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Varição tarifária 2018-2019/2017-2018
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-47%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-33%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-18%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-96%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-7%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG2018-2017"

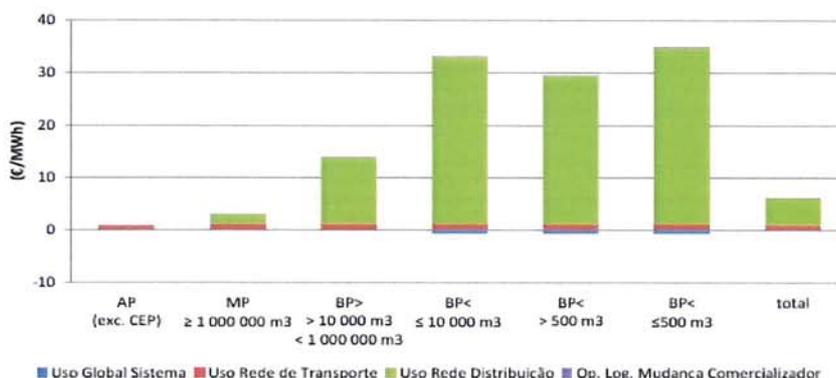
- f. No entanto, continua-se a verificar que as variações das tarifas por atividade não são repercutidas na mesma proporção pelos diversos escalões de consumo, embora se reconheça uma menor discrepância que o ocorrido no AG anterior.

	Uso global do sistema	Uso da rede de transporte	Uso rede de distribuição MP	Uso da rede de distribuição BP
Alta pressão - Centros electroprodutores	-85.0%	-13.9%	-	-
Alta pressão	-102.1%	-20.2%	-	-
Média Pressão	-85.5%	-3.4%	-3.4%	-
Baixa pressão com consumos superiores a 10.000m ³	-85.5%	-3.4%	-3.5%	-3.8%
Baixa pressão com consumos inferiores a 10.000m ³	-82.9%	-3.4%	-3.7%	-9.0%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2018-2019", ponto 6.2 - Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes

- g. Uma análise ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes por nível de pressão apresentado na figura abaixo, mostra que o preço médio das tarifas de acesso a clientes BP< com diferentes níveis de consumo não é equivalente nem proporcional ao consumo.

Figura 6-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2018-2019", ponto 6.2 - Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes

- h. Entende assim o CT que, por uma questão de transparência, a ERSE deveria clarificar a metodologia e 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. A construção das TAR deve ser caracterizada pelo princípio

da aditividade tarifária, pelo que a não proporcionalidade na variação das tarifas deve ser clara.

- i. Tal como referido em pareceres anteriores, 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) bem como o seu reflexo em cada nível de pressão e de escalão de consumo.

5.2. Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de Entrada

- a. O Ponto 6.1 da proposta de tarifas e preços de gás natural refere que *“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”* e *“Todavia, atendendo à natureza dos custos de entrada da tarifa de URT, considera-se boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo”*.
- b. No entanto, verifica-se que a proposta não apresenta estas tarifas do mesmo modo: enquanto a *“Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito”* (ponto 3.1.1) e a *“Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo”* (ponto 3.1.2) são referidos em ponto próprio, a *“Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada”* (ponto 3.1.4.3.1), está incluída no ponto 3.1.4.3 *“Tarifa de Uso da Rede de Transporte”*, ponto este que se refere a custos parcialmente incluídos nas TAR.
- c. O CT recomenda que as componentes da tarifa de uso da rede de transporte (entrada e saída) passem a ser apresentadas em pontos separados para evidenciar a sua diferente aplicabilidade.

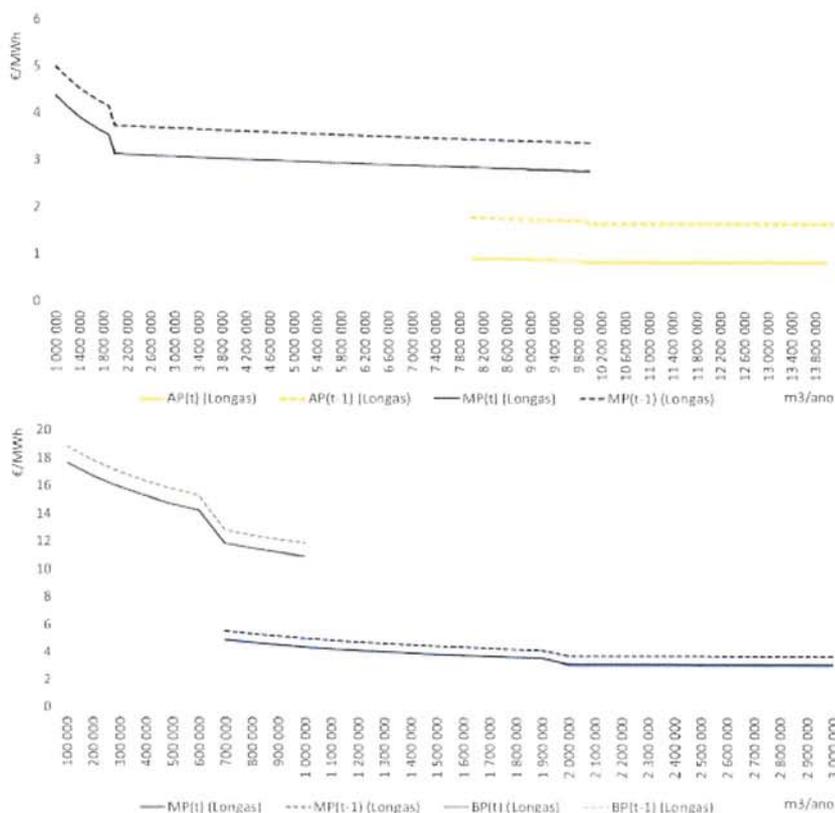
5.3. Estrutura Tarifária

- a. O CT reconhece o esforço realizado pela ERSE em aproximar as TAR para consumidores com as mesmas características de consumo, independentemente dos níveis de pressão a que estão ligados, quer através da introdução de novos escalões, quer através do mecanismo de Tarifa Opcional MP.
- b. Entende o CT que a atual estrutura tarifária baseada em níveis de pressão e escalões de consumo não tem permitido evitar a existência de descontinuidades tarifárias, nos pontos de transição de escalões de consumo.

P
B

- c. No entanto, e tendo por base o ponto 10 do documento Estrutura Tarifária no AG 2018-2019, apresentado na figura abaixo, o CT regista o aumento dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das TAR de níveis de pressão distintos.

Figura 10-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



Fonte: ERSE, "Estrutura tarifária no AG 2018-2019"

- d. O CT não pode deixar de vincar o objetivo de redução dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos. Por isso, reforça o mencionado em anteriores pareceres sobre o interesse de uma estrutura tarifária mais aderente aos consumos (*p.ex.* pela aplicação de tarifas de enchimento).
- e. Finalmente, tal como referido no anterior parecer, o CT considera importante que seja realizada 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.

5.4. Tarifa opcional MP

- a. A proposta em apreciação evidencia reduções nas TAR em Alta Pressão de 49,7% enquanto para os clientes ligados em MP \geq 2 milhões m³ essa descida é de cerca de 19%. Como já referido anteriormente, este novo tarifário vem aumentar o diferencial entre as tarifas de MP, BP e de AP para os mesmos níveis de consumo.
- b. Este aumento do diferencial poderia originar uma situação de multiplicação de pedidos de ligação à rede de AP, motivo pelo qual foi implementada a Tarifa Opcional MP. Esta tarifa evita, através da atribuição de um desconto, a opção de clientes de contruírem ramais de ligação à rede em AP para aceder à correspondente tarifa, com a conseqüente diminuição de gás veiculado nas redes de distribuição e aumento da tarifa de distribuição.
- c. O CT regista com agrado que esta situação foi tomada em consideração este ano, tendo sido atualizada a compensação em vigor, mantendo a sua atratividade e desincentivando 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 TAR.

5.5. Fatores multiplicativos da tarifa flexível diária em AP

- a. Na introdução desta opção tarifária de acesso às redes no AG 2016 -17, a ERSE defendeu um agravamento prudencial dos preços aplicáveis nesse primeiro ano por um fator de 1,25, por considerar que os estudos realizados previamente, divulgados na Consulta Pública da Revisão Regulamentar de 2015, incidiam sobre anos conhecidos.
- b. Esta decisão pretendia precaver a incerteza de atuação dos agentes face a uma nova opção tarifária, de modo a garantir a inexistência de subsidiação cruzada nas condições simuladas, ou seja, sem perda de receita para o SNGN a suportar nos anos seguintes por todos os consumidores.
- c. Este agravamento veio tornar menos atrativa esta opção tarifária que poderia ser uma importante ferramenta de flexibilidade, indutora de maior consumo no SNGN, particularmente por parte dos centros electroprodutores sujeitos a forte sazonalidade.

- d. Como foi possível constatar durante os AG 2016-17 e 2017-18, a introdução desta opção tarifária não conduziu a comportamentos inesperados ou oportunistas por parte dos agentes, não resultando em prejuízo para o SNGN e/ou para os demais consumidores.
- e. A Proposta da ERSE para 2018-19 incorpora um agravamento de +13% dos multiplicadores aplicáveis a esta opção tarifária:

	Mês	Tarifas 2017-2018	Proposta 2018-2019
Inverno	Jan	8,87	10
	Fev	8,87	10
	Mar	8,87	10
Verão	Abr	5,32	6
	Mai	5,32	6
	Jun	5,32	6
	Jul	5,32	6
	Ago	5,32	6
Inverno	Set	5,32	6
	Out	8,87	10
	Nov	8,87	10
	Dez	8,87	10

Fonte: Proposta 2018-2019

- f. Neste sentido o CT questiona o agravamento agora proposto que deverá ser reanalisado, considerando que desde a sua implementação esta opção tarifária nunca foi utilizada.

5.6. Tarifas interruptíveis na interligação

- a. O Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março, estabelece que os ORTs devem oferecer produtos de capacidade interruptível normalizada, pelo menos nos horizontes diário e intradiário, sendo acessível este regime quando esteja esgotada a capacidade firme.
- b. O Regulamento (UE) 2017/460, de 16 março (código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás), estabelece no artigo 16.º que o preço da capacidade interruptível é calculado com base num desconto em relação ao preço da capacidade firme.
- c. Este desconto dependerá da probabilidade de interrupção, se for fixado *ex-ante*. O referido Regulamento refere igualmente que poderá ser fixado *ex-post* (após a ocorrência da interrupção), na ausência de uma interrupção de capacidade no ano anterior ao de atribuição de capacidade por ausência de congestionamento físico.

- d. Fica então fixada a oferta de produtos de capacidade interruptível, com preços de capacidade iguais aos preços dos produtos de capacidade firme.
- e. O CT entende ser fundamental o cumprimento da regulamentação europeia e regista a justificação e medidas preconizadas, no sentido de permitir o esgotamento da capacidade existente.

5.7. Preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito

- a. O Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 26 de outubro, reconheceu a sociedade MIBGAS, S.A. como a entidade responsável pela plataforma de negociação em Portugal e Espanha.
- b. Atualmente está em vigor um regime transitório, cabendo à ERSE determinar a data a partir da qual se considera completamente implementado o mercado organizado em Portugal. O CT reforça a sua posição sobre a urgência e importância da implementação efetiva deste mercado de modo a explicitar o valor do GN no Ponto de Troca Virtual (VTP) do SNGN, elemento essencial na transparência das transações no interior do SNGN.
- c. Até lá, durante o período transitório aprovado pela Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, o preço de desequilíbrio será calculado tomando como preço de referência o verificado em Espanha, acrescido da tarifa de interligação diária de Espanha e da tarifa de interligação trimestral em Portugal.
- d. O CT considera que a valorização da capacidade a atribuir por mecanismo implícito de acordo com o proposto é adequada para a presente fase de desenvolvimento do MIBGÁS.

5.8. Nova opção tarifária de uso do terminal

- a. O terminal de GNL tem sido objeto de grande volatilidade de procura sendo também considerado uma potencial barreira à diversificação do mercado por exigir uma dimensão mínima do agente, para que possa ter o efeito de escala desejado no sentido de aceder a um preço competitivo de uso da infraestrutura.
- b. Para considerar esta questão têm vindo a ser desenvolvidas diversas iniciativas, sendo a mais recente a aprovada na Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro, que aprovou o Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI), que *“estabelece um novo mecanismo de atribuição de capacidade no terminal de GNL, prevendo um novo modelo*

visando assegurar as necessidades dos agentes de mercado de menor expressão no SNGN, no acesso ao terminal de GNL”, denominado “Mecanismo de Continuidade”.

- c. A presente proposta de tarifas avança com a publicação de um preço integrado para os serviços agregados associados, a este novo processo de acesso.
- d. O CT regista esta iniciativa da ERSE em prol da dinamização da concorrência; contudo dado tratar-se de um mecanismo que na essência tem fortes implicações operacionais, o CT recomenda que a implementação deste mecanismo seja concretizada apenas quando existirem condições efetivas de mercado, para permitir suprir as necessidades específicas que o mesmo pode desencadear.
- e. Efetivamente, a implementação do Mecanismo de Continuidade como um mecanismo complementar de acesso ao Terminal de GNL de Sines, requer a definição de um conjunto de regras de detalhe antes da sua efetiva implementação que tornem flexíveis e robustos os processos previstos na atual regulamentação e discutidos em sede de consulta pública.
- f. Estas regras visam, definir a parametrização operacional do mecanismo, nomeadamente: contratação de capacidade; os limites operacionais de utilização dos tanques; prazos associados ao mecanismo; condições de utilização do mesmo pelos utilizadores aderentes, designadamente a constituição de garantias, particularmente relevantes em situações de potenciais incumprimentos.
- g. Por outro lado, estando os agentes de mercado sujeitos ao balanceamento das suas posições na rede a partir do mecanismo de compensação de rede, a gestão de desvios dos agentes que se vierem a verificar no Terminal no âmbito da utilização do mecanismo da continuidade é transferida para a rede de transporte através de trocas no VTP, tendo efeitos na aplicação das regras previstas no MPGTG.
- h. Ora, não havendo à data um mercado organizado em funcionamento em Portugal o operador da rede de transporte não tem condições para transacionar gás naquele mercado de forma permanente. Assim, a implementação deste mecanismo não deixa de apresentar neste momento um risco de poder gerar custos acrescidos na gestão dos desvios comerciais, onerando indesejavelmente o SNGN.

P
R

- i. Além disso, a utilização do terminal de GNL de Sines nos últimos dois anos foi intensiva, demonstrando a capacidade de coordenação existente entre os agentes de mercado, o Operador do Terminal e o GTG, que contribuiram para a eficiência e a eficácia dessa utilização. Em contrapartida, a implementação deste mecanismo exige os cuidados já mencionados, dada a inevitável maior rigidez criada por uma gestão do nível de existências médias que o mecanismo implica.
- j. Assim, em face da necessidade de criação efetiva das condições anteriormente enumeradas, fundamentais para o funcionamento seguro e eficiente do mecanismo, e tendo presente a elevada utilização que o terminal tem vindo a apresentar, entende-se como benéfico para o SNGN que a implementação do Mecanismo de Continuidade como forma complementar de acesso ao Terminal de Sines seja efetivada na sequência da criação de um Pólo do MIBGAS em Portugal.

5.9. Tarifa social

- a. O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro veio estabelecer que os clientes que sejam beneficiários à luz dos critérios estabelecidos podem usufruir de uma tarifa social de gás natural.
- b. O artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 introduziu uma 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, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até à presente data.
- c. Nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social era suportado por todos os consumidores de gás natural, na proporção da energia consumida, a repercutir nas tarifas de acesso às redes.
- d. Com a publicação da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, foi introduzida uma alteração quanto ao financiamento dos custos com a tarifa social do setor do gás natural. Assim, de acordo com o artigo 209.º deste diploma, os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural *“são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”*.

Ⓟ
M
G

- e. O CT, no seu Parecer à Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do Gás Natural (63ª Consulta Pública da ERSE), tomou conhecimento de um conjunto de dúvidas de interpretação da Lei por parte da própria ERSE que levaram esta entidade a solicitar à Assembleia da República a clarificação do artigo 209.º da Lei do Orçamento de Estado, relativo à forma de aplicação do modelo de financiamento da tarifa social de gás natural.
- f. Não obstante este pedido de esclarecimentos, e apesar das recomendações deste Conselho irem no sentido de aguardar a completa clarificação junto do legislador, a ERSE aprovou as alterações à regulamentação do setor, entendendo que ao conceito de "*empresas transportadoras*", era subsumível o Operador da Rede de Transporte (ORT), por ser responsável pela atividade de transporte de gás natural e que "*comercializadoras de gás natural*" eram as comercializadoras em mercado livre e as comercializadoras de último recurso (CUR), que tenham clientes finais de gás natural.
- g. Sem prejuízo de eventuais alterações regulamentares que possam resultar da clarificação do artigo 209º da Lei do Orçamento de Estado, o CT recomenda que a ERSE, no âmbito das suas competências:
 - i. Monitorize a repercussão dos custos relativos ao financiamento da tarifa social do gás natural, assegurando o princípio da equidade entre todos os consumidores;
 - ii. Avalie o impacto das alterações de financiamento da tarifa social, tendo presente o princípio da garantia do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas (ORT e CURRs) e da sustentabilidade do setor;
 - iii. Reforce as diligências junto do Legislador no sentido de esclarecer o quadro legal inerente à aplicação da TS.

6. Taxas de ocupação do subsolo (TOS)

- a. 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 municipais. Por sua vez, os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito de estas poderem repercutir nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo cobrado pelas autarquias locais, legitimado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, que aprovou as minutas dos respetivos contratos.



- b. 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”*.
- c. 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 prevista na Lei do OE.
- d. Sem prejuízo das alterações legislativas verificadas, considera o CT essencial reiterar as recomendações apresentadas em pareceres anteriores, respeitantes à necessidade de criação de limites máximos na fixação da TOS, por se manter a sua pertinência.
- e. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no RT, a ERSE manteve a quantificação das tarifas de referência a serem aplicados pelos operadores de redes em cada Município, com reflexo na faturação dos consumidores, conforme quadros I-1, I-2, I-3 e I-4 do documento “Estrutura Tarifária no AG 2018-2019” no seu anexo I “Estrutura das Taxas de Ocupação de Subsolo e sua aplicação”.
- f. Importa reforçar que se trata dos valores em vigor em abril de 2018, podendo os mesmos ser alterados durante o AG2018-2019, designadamente em janeiro de 2019. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2018 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.
- g. 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:
 - i. A heterogeneidade de taxas entre municípios tem sido causa de acentuadas diferenças no preço final faturado aos consumidores de GN. A reforçar esta ideia 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%;
 - ii. Alterações sistemáticas destas taxas impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica;
 - iii. 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, e melhorando a informação aos consumidores.

- h. 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, em especial nos consumidores, industriais e na sustentabilidade do SNGN.
- i. O CT reitera novamente a recomendação sobre a alteração da legislação em vigor que venha a estabelecer tetos máximos de taxas a aplicar, (como se verifica *p.ex.* no IMI e TMDP das telecomunicações) e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação.
- j. O CT acrescenta ainda que deve a ERSE reforçar as diligências já efetuadas para o esclarecimento sobre a aplicação e impactos do art.º 85º/3 do Decreto-Lei 42/2016, de 28 de dezembro – Orçamento de Estado - e art.º 70º do Decreto-lei 25/2017, de 3 de março - Diploma de execução orçamental.
- k. Por fim o CT considera que qualquer solução que venha a ser encontrada, no âmbito da aplicação referida no ponto anterior, deve assegurar o respeito pelo equilíbrio económico-financeiro previsto na legislação e regulamentação em vigor ao abrigo do qual operam os operadores de rede.

7. Investimentos

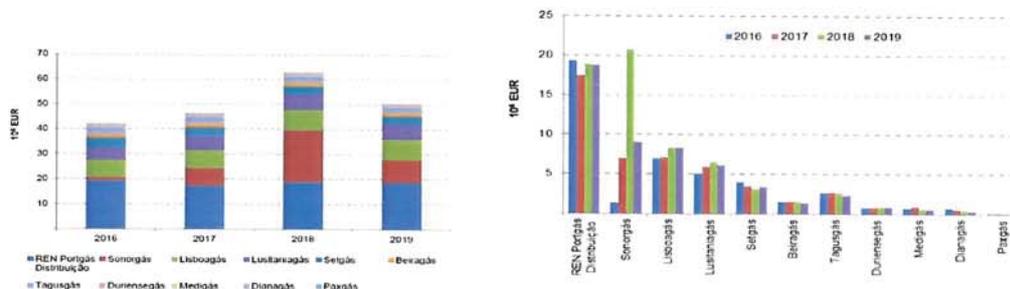
- a. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas tendo em conta a viabilidade económico-financeira destes projetos.
- b. O CT reconhece a importância do documento de Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural que analisa os investimentos apresentados pelas empresas reguladas sugerindo uma maior homogeneidade na informação disponibilizada e no nível de detalhe entre infraestruturas.
- c. Da análise da Figura (em cada ano estão agregados 4 anos de investimento) verifica-se uma tendência decrescente das previsões sobre as necessidades de investimento nas infraestruturas, com uma redução mais acentuada ao nível das infraestruturas de alta pressão (Transporte, Terminal e Armazenamento subterrâneo).



Fonte: Grupo REN, Grupo Galp, REN Portgás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Fonte: Figura 1.1 do documento "Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural, abril 2018".

- d. Relativamente às infraestruturas em AP, esteve recentemente em consulta pública o Plano decenal indicativo do Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2018-2027 (PDIRGN 2017) tendo merecido o seguinte parecer por parte do regulador:
- i. *"O operador da RNTGN obtenha uma Decisão Final de Investimento positiva por parte do Concedente, para os projetos de investimento previstos para o primeiro quinquénio do plano, considerados Projetos Base.*
 - ii. *A Decisão Final de Investimento em relação a qualquer um dos restantes Projetos Complementares (designadamente a Terceira Interligação Portugal-Espanha e a Estação de Compressão do Carregado) fique adiada para uma edição futura de PDIRGN. "*
- e. Quer a ERSE quer o CT no Parecer que deram a este plano, reconheceram a melhoria significativa da informação disponibilizada, o qual incorporou um conjunto de alterações e melhorias que resultaram não só das recomendações aos PDIRGN anteriores, mas também, do próprio processo evolutivo tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.
- f. O CT reitera a importância, já manifestada no seu Parecer ao PDIRGN, que uma decisão sobre os PDIR é fundamental para a conclusão do processo, de acordo com as etapas estabelecidas na legislação.
- g. Relativamente à Rede Nacional de Distribuição de GN (RNDGN) para o período em análise 2016-2019, o investimento discriminado por operador e ano é o seguinte:



Fonte: ERSE Figura 1.8 do documento “Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural, abril 2018”.

- h. Da análise da figura verifica-se para o período em análise um crescimento durante os anos de 2017 e 2019, com um pico em 2018. Este crescimento resulta sobretudo da atribuição, em 2015, à Sonorgás, de 18 das 26 licenças de distribuição local de gás natural colocadas em concurso para os novos polos de consumo, dos 27 concelhos a norte do Douro que ainda não são servidos por redes de gás natural.
- i. O CT reitera a opinião expressa em anteriores pareceres, quanto à necessidade de monitorização e responsabilização sobre o número de clientes, volumes e custos incrementais, apresentados em fase de proposta, associados a estes investimentos.
- j. O CT, tendo em conta que este ano serão apresentados novos PDIRD, adverte para a necessidade de efetivação do processo de decisão formal dos mesmos, esperando que os ORD mantenham a tendência de qualidade crescente apresentada nos Planos anteriores.

8. Preços regulados

8.1. Operadores de Rede de Distribuição (ORD)

a. Preços Regulados

- i. De acordo com a regulamentação em vigor, nomeadamente no RRC, a ERSE deve aprovar os Preços dos Serviços Regulados a prestar pelos ORD, a serem aplicados independentemente do comercializador que os solicite. Estes preços são aplicáveis aos Serviços de Interrupção e de Restabelecimento do Fornecimento e à Leitura Extraordinária.
- ii. Ainda como estabelecido no RRC, de modo a habilitar mais adequadamente a ERSE a uma decisão, os ORD devem apresentar propostas conjuntas justificando-as com o historial de aplicação dos preços e a sua adequação à respetiva estrutura de custos a eles associados.

ERSE

- iii. O CT releva que o nível atual destes preços permite a recuperação dos custos incorridos pelo ORD, garantido uma adequada recuperação dos mesmos e, assim, prevenindo a subsídio entre consumidores, nomeadamente por parte dos cumpridores. Deste modo, a revisão dos valores em aplicação deverá ter em conta mais especificamente o seu nível de eficiência, face a parâmetros exógenos aos ORD, nomeadamente a inflação.
- iv. Considerando a posição expressa pelos ORD de que o nível de preços em aplicação permite continuar a assegurar a cobertura dos custos associados, não tendo originado conflitualidade relevante, a ERSE propõe a manutenção dos preços em vigor no AG 2017-18 para o AG 2018-19.
- v. No enquadramento anterior, o CT acolhe favoravelmente a proposta da ERSE e recomenda a sua adoção, notando igualmente que a manutenção dos preços regulados representa para os consumidores uma economia, resultante da não incorporação da inflação verificada.

b. Encargos com o Desenvolvimento do Negócio e Ligações às Redes de Distribuição

- i. De modo a defender a racionalidade económica do desenvolvimento das redes de distribuição, a ERSE deve aprovar uma série de parâmetros associados à determinação dos respetivos custos, bem como à repartição dos mesmos entre o ORD e o solicitante da ligação ou o promotor de polos de consumo.
- ii. Sob estas atividades, são nomeadamente considerados os “encargos com a rede a construir”, os “valores de referência para integração de polos de consumo existentes” e os “fatores de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural para as instalações consumidores acima de 10.000 m³/ano”.
- iii. As propostas apresentadas pelos ORD preveem a manutenção dos atuais valores em aplicação, considerando que o início do novo período regulatório será um momento mais adequado para uma revisão mais alargada dos conceitos e nível quantitativo destes parâmetros, tendo anunciado a apresentação da necessária fundamentação previamente.
- iv. O CT considera assim adequada a opção de manutenção dos valores em aplicação, recomendando a realização de avaliação detalhada da eficácia que os mesmos têm tido, em termos de incentivo de ligação, nomeadamente de clientes com consumos relevantes que aportam um efeito positivo às tarifas de acesso.

- v. Naturalmente, o CT recomenda que esta avaliação ocorra previamente à apresentação da proposta de revisão regulamentar para o próximo período regulatório, de modo a permitir justificadamente a sua consideração nessa revisão.

8.2. Comercializadores de Último Recurso Retalhista - Quantia Mínima em Caso de Mora

- a. O discutido sob o ponto 8.1. “Preços Regulados” anterior aplica-se *mutatis mutandis* neste caso, em que o nível da quantia mínima a aplicar pelos CURRs em caso de mora, deve permitir sinalizar aos clientes incumpridores os prejuízos causados ao SNGN por essa atuação.
- b. Novamente aqui, a ERSE reconhece a adequação do preço vigente, cuja manutenção foi proposta pelos CURRs, quer em termos do seu nível quantitativo, quer pela ausência de conflitualidade relevante resultante da sua aplicação.
- c. Deste modo, também aqui o CT acolhe favoravelmente a proposta da ERSE e recomenda a sua adoção.

9. Transporte rodoviário de GNL para as UAGs

9.1. Custos de Transporte Rodoviário

- a. O CT observa que a ERSE mantém um controlo sobre o nível de custos aceites, em linha com as recomendações que expressou anteriormente:

**Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna
(sem UAG de Socorridos)**

	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
2017	68	3806	1 140 376	3 316 655	3 220 621

Fonte: Documento da ERSE “Propostas de Tarifas e Preços de GN para o AG 2018-2019”

- b. No entanto, a ERSE refere que entre 2016 e 2017, para aumentos de 6% do número de UAGs e de 10% da energia transportada, foi possível, em termos equivalentes, reduzir em 3% os custos suportados pela tarifa de transporte. Contudo, observa-se do quadro anterior que enquanto o custo total apresentou um crescimento de 3,5%, os custos aceites aumentaram 6,8%, o que pode parecer contraditório sem uma explicação adicional.

- c. O CT recomenda assim que a ERSE complemente com mais informação os cálculos e considerações apresentados, bem como que aprofunde a monitorização desta atividade, de modo a assegurar que os custos sejam mantidos num nível eficiente.
- d. Sem prejuízo do referido, de modo a permitir uma análise sobre um período mais alargado, o CT não coloca em causa a proposta a ERSE de manutenção dos atuais parâmetros de cálculo, recomendando uma revisão para o início do próximo período regulatório.

9.2. GL-UAG

- a. O CT observa uma diminuição de 3% ao nível dos proveitos permitidos estimados para o GL-UAG, função assegurada pelo CURG (Transgás).
- b. Observando-se, contudo, que se mantém um ritmo significativo de crescimento deste segmento de negócio, conforme expresso na Tabela anterior, importa que esta redução não crie constrangimentos desnecessários à atividade do GL-UAG.

10. Relatório de qualidade de serviço

- a. A qualidade de serviço constitui, no âmbito do mercado do gás natural cada vez mais liberalizado, um elemento determinante para a avaliação do desempenho das empresas e do nível de satisfação dos consumidores.
- b. Nessa medida, o CT entende bem a importância que o regulador atribui à qualidade de serviço no setor do gás natural. A qualidade de serviço na sua dupla vertente, técnica e comercial, constitui um fator determinante do modelo de regulação e deve, por isso, ser tido em conta no quadro do processo anual de fixação de tarifas e preços para o gás natural.
- c. Essa é, também, a posição adotada pelo CT ao longo dos últimos anos, assumindo explícita e reiteradamente nos seus pareceres a necessidade das propostas de fixação de tarifas e preços e de planos de desenvolvimento e de investimento das infraestruturas de gás natural conterem disposições relativas ao cumprimento dos padrões de qualidade inscritos no Regulamento da Qualidade do SNGN (RQS).
- d. Nesse contexto, o CT nota com agrado a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do SNGN, referente ao ano de 2016, que abrange as temáticas relacionadas com a continuidade de serviço, da pressão e das características do gás natural, prestado pelos operadores de infraestruturas do SNGN.

P
h
h

- e. De igual modo, O CT regista positivamente o bom desempenho alcançado em 2016, pela generalidade das empresas do setor do SNGN, no cumprimento dos indicadores de qualidade técnica estabelecidos no RQS.
- f. Os dados disponibilizados neste Relatório consolidam a trajetória de bom desempenho das empresas verificada ao longo dos últimos anos, com ganhos de eficiência relevantes e um elevado grau de satisfação por parte dos clientes, aspetos que o CT valoriza e destaca.
- g. O CT nota, contudo, que a ausência de Relatório da Qualidade de Serviço Comercial, referente ao ano de 2016, que abarca aspetos muito importantes relacionados com informação, leitura de contadores, faturação e prestação de serviços, cuja publicação ocorrerá em momento distinto, impede uma avaliação mais aprofundada, global e integrada da Qualidade de Serviço nas suas diferentes vertentes.
- h. Seria muito útil e ajustado que no momento da apreciação da proposta de tarifas e preços de gás natural fosse disponibilizado pela ERSE um Relatório único de qualidade de serviço nas suas diversas vertentes - técnica e comercial-, permitindo ao CT uma emissão de parecer mais completa em torno da proposta de tarifas e preços.

III – CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2017-2018” que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente Parecer.

Em 30 de abril de 2018, o parecer que antecede foi votado na globalidade tendo sido **APROVADO**
POR UNANIMIDADE _____

com a seguinte votação:

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Dr.ª Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	<i>P</i>	—	—

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Eng.º Demétrio Alves Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	—	—	—
Dr. Luís Pisco Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	Anexo 1	—	—
Dr. Carlos Chagas Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC	Anexo 2	—	—
Dr. Eduardo Quintanova 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	—	—
Sr. José Maurício 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	—	—
Dr.ª Carolina Gouveia 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	—	—
Dr.ª Ingride Pereira 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	—	—	—
Eng.º Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RNT) (REN)	Anexo 4 Anexo 5 - Decl. voto	—	—
Dr.ª Paula Almeida Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 6 Anexo 5 - Decl. voto	—	—
Eng.º Jorge Lúcio Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenagem de gás natural (Transgás Armazenagem)	Anexo 7 Anexo 8 - Decl. voto	—	—

P
12
y

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Eng.º Nuno Fitas Mendes Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Portgás)	Anexo 9 Anexo 10, 11, 11a), 12 - Decl. voto	—	—
Dr. Eduardo Viana Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	Anexo 13	—	—
Dr. José Saldanha Bento Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural (Transgás)	Anexo 14 Anexo 15 - Decl. voto	—	—
Eng.ª Ana Teixeira Pinto Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 16 Anexo 17 - Decl. voto	—	—
Eng.º Ricardo Pacheco Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (Iberdrola)	Anexo 18	—	—
Eng.ª Teresa Marques Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m ³ . (CIP)	Anexo 19 e 19, a)	—	—
Eng.º Celso Pedreiras Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m ³ . (CIP)	Anexo 19 e 19, a)	—	—
Dr. Paulo Rosa Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m ³ . (CIP)	Anexo 19 e 19, a)	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO de QUALIDADE
Eng.ª Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Manuela Moniz			

O parecer que antecede tem 39 (Trinta e nove) folhas, incluindo as destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário e integra ainda 11 (Dez e nove) anexos, contendo sentidos de voto e declarações de voto.



DECLARAÇÃO DE VOTO

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente a generalidade do Parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural, relativo à “Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019”.

Lisboa, 30 de Abril de 2018

O Representante da DECO

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Luis Salvador Pisco', is written over a faint, circular stamp or watermark.

(Luis Salvador Pisco)

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR

Rua de Artilharia Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA

Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99

E-mail: decolx@deco.pt - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

Anexo 2
P

PARECER SOBRE A PROPOSTA DE “TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2018-2019”

Exma. Senhora
Presidente do Conselho Tarifário

Carlos Chagas, Eduardo Quinta-Nova e José André Maurício, representantes da UGC na Secção do Gaz natural do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer do CT sobre a Proposta de **“Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2018-2019”**

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 30 de abril de 2018

Carlos Chagas

Eduardo Quinta-Nova e

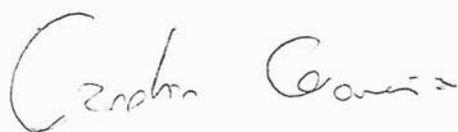
José André Maurício

Voto

Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente a **globalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção Gás Natural relativo à “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019”**

Lisboa, 30 de abril de 2018

A representante da DECO



(Carolina Gouveia)



Voto do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-19"

A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) vota favoravelmente o Parecer sobre a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-19", na generalidade, mas manifesta reserva relativamente ao seu Ponto 5.2 Regime de Financiamento da Tarifa Social (TS) da generalidade e à alínea f. do ponto 5.9 Tarifa Social da especialidade pelas razões que se identificam na declaração de voto conjunta da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) e das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL, sobre o "mecanismo de financiamento da tarifas social" em anexo.

Tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com Atividade de Distribuição de Gás Natural sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a "Mecanismos de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Contadores; Taxas de ocupação de subsolos", expressa o seu acordo ao teor das mesmas, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Lisboa, 30 de abril de 2018

Representante da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN)



Declaração de voto conjunta do representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL e representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-19"

Mecanismos de financiamento da tarifa social

As concessionárias signatárias manifestam reserva relativamente ao Ponto 5.2 Regime de Financiamento da Tarifa Social (TS) da generalidade e à alínea f. do ponto 5.9 Tarifa Social da especialidade do Parecer à Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-19" pelas razões que se identificam na presente declaração.

As signatárias entendem que a aplicação do artigo 209º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, (que aprova o Orçamento de Estado de 2018) carece de regulamentação sem a qual não pode ser aplicado. Essa regulamentação deve ser feita por lei na medida em que implica a definição de um conjunto de elementos cuja competência é da Assembleia da República, (ou do Governo, em função das respetivas competências) cabendo, portanto, ao legislador a definição das regras de aplicação do OE.

Não tendo essa definição sido feita de forma completa até à data, não pode qualquer entidade administrativa regulamentar esta matéria, por não dispor das necessárias orientações legislativas.

Neste sentido não podemos concordar com a aparente imposição feita à concessionária da atividade de transporte de GN, por se considerar violar o equilíbrio do contrato de concessão. Esta medida é contrária ao espírito que preside a organização setorial do GN, designadamente por fazer recair sobre um operador económico privado e com atividade exclusivamente regulada uma obrigação de natureza social.

Recorde-se que o Decreto Lei nº 101/2011, de 30 de setembro, que cria a tarifa social no GN, reconheceu que o critério de elegibilidade dos beneficiários coincide com o das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social, o que claramente indica que a tarifa social no GN é encarada como uma prestação complementar no âmbito do apoio e segurança social e não do setor energético. Deve ser, pois, o orçamento da Segurança Social a suportar o encargo ou, no limite, os demais consumidores numa lógica de solidariedade setorial, solução em vigor até à data, na senda da comunicação da Comissão Europeia intitulada "Uma estratégia - quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro" publicado em 25 de fevereiro de 2015, (página 13, "Proteger os consumidores vulneráveis").

Neste quadro, em conclusão, consideram as concessionárias signatárias não poderem ser instituídas normas regulamentares cujo sentido e enquadramento não esteja explicitamente definido e concretizado na Lei.

Lisboa, 30 de abril de 2018

Representante da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN)

Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL



Voto do representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-19"

A entidade concessionária das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL vota favoravelmente o Parecer sobre a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-19", na generalidade, mas manifesta reserva relativamente ao seu Ponto 5.2 Regime de Financiamento da Tarifa Social (TS) da generalidade e à alínea f. do ponto 5.9 Tarifa Social da especialidade pelas razões que se identificam na declaração de voto conjunta da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) e das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL, sobre o "mecanismo de financiamento da tarifas social" em anexo.

Tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com Atividade de Distribuição de Gás Natural sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a "Mecanismos de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Contadores; Taxas de ocupação de subsolos", expressa o seu acordo ao teor das mesmas, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Lisboa, 30 de abril de 2018

Raquel Alexandra dos Santos Almeida

Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-19”

Comunico o Voto Favorável ao Parecer da Seção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Proposta apresentada pela ERSE acima referida.

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

Lisboa, 30 de Abril de 2018

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-19”

Declaração de Voto das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

Tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com Atividade de Distribuição de Gás Natural e Comercialização de Último Recurso Retalhista sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a **“Mecanismo de Financiamento da Tarifa Social; Mecanismos de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Contadores; e Taxas de Ocupação de Subsolo”**, expresso o meu acordo ao teor das mesmas, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

Lisboa, 30 de Abril de 2018

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-19"

Comunico o Voto Favorável ao Parecer da Seção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Proposta apresentada pela ERSE acima referida. Faço acompanhar o Voto, das Declarações de Voto anexas relativas a "Mecanismo de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Contadores; TOS", e a subscrição da Declaração de Voto apresentada pelo Operador de Rede de Transporte sobre "Tarifa Social", na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Porto, 30 de abril de 2018



Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019"

Mecanismo de Reequilíbrio Económico-Financeiro

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019", mas notam que da análise do conjunto de documentos que compõe a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-19" apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural", na sua Secção 2.1, págs. 33 e seguintes, aos "processos judiciais interpostos contra decisões do regulador" iniciados pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural.

A menção da pendência dos processos, em si mesma, é correta, assim como a descrição da sua tramitação até à data.

No entanto, e reconhecendo que a ERSE se ateu a uma descrição factual, apresentando apenas a sua posição e a sua estimativa de valores envolvidos nos mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro das concessões de distribuição, as signatárias repetem a sua convicção de que existe um incumprimento objetivo 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 2018-19" não estabelece o montante de Proveitos Permitidos de acordo com os seus Contratos de Concessão, pelo que deveria seja reformulado em conformidade.

Porto, 30 de abril de 2018



Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019"

Contadores

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019", mas notam que, novamente, a ERSE não considerou na sua proposta os ativos e investimentos futuros associados aos contadores, os quais não foram assim contabilizados no ativo remunerado.

Estas entidades não podem deixar de lamentar que nas sucessivas propostas de tarifário, a ERSE continue a escusar-se a discutir esta questão de inequívoca relevância para as empresas, e que se tornará progressivamente mais crítica com o processo de renovação dos contadores nomeadamente nas concessões mais antigas, uma vez que brevemente se atingirão os 20 anos do início da distribuição, correspondentes ao período de vida útil dos contadores.

Neste sentido, a exemplo do sucedido nos anos gás anteriores, em que se anexaram Declarações aos Pareceres do Conselho Tarifário sobre as sucessivas Propostas de Tarifário, as empresas voltam a reproduzir a argumentação apresentada nessas declarações. Considera-se que a ERSE ainda não respondeu de um modo adequado à argumentação então apresentada, pelo que se toma a iniciativa de reproduzir os pontos mais relevantes nas referidas Declarações, solicitando-se a atenção devida e as medidas de correção 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 faturação dos serviços prestados aos utentes sejam incluídas rubricas referentes a preço, aluguer, amortização, ou inspeção 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

[Handwritten signature]

Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da
atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre
a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019"

n.º 2 - o que levaria a excluir todos os outros equipamentos das concessionárias dos ativos a remunerar.
Ora, parece que tal conclusão seria absurda sob todas as perspetivas, 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 respetivo - pelo que, na prática, se veriam impedidas de cumprir com
uma das atividades fundamentais do Contrato de Concessão que é o da medição correta 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.

/.../

Porto, 30 de abril de 2018



Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019"

Taxas de Ocupação de Subsolo

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019" na generalidade, mas manifestam reserva relativamente ao seu Ponto 6 da Especialidade, referente às "Taxas de ocupação do subsolo (TOS)".

As signatárias entendem que a aprovação da Lei 42/2016, de 28 de dezembro, que consagra o Orçamento de Estado para 2017, no seu art.º 85º/3 ao referir que a TOS "é paga pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo ser refletida na fatura dos consumidores", colide diretamente com o previsto nos seus contratos de concessão sobre o repasse previsto para estas mesmas taxas. Na realidade o não repasse destas taxas, sem qualquer outra medida que preveja o suporte a este custo, representa a quebra do princípio do equilíbrio económico financeiro dos contratos assinados com o Estado Português, pré configurando-se como uma medida legislativa lesiva do princípio da confiança que deve imperar sobre qualquer contrato, e mais ainda quando se trata de relações entre o setor público e privado.

Por outro lado, o art.º 70º do Decreto-lei 25/2017, de 3 de março, diploma de execução orçamental, que veio consagrar os procedimentos que deverão ser efetuados para a efetivação da medida prevista na Lei do OE, ainda não viu cumpridas todas as fases. Por este motivo, não se tendo definição completa desse percurso, não deve a Entidade Reguladora tomar posição sobre esta matéria enquanto não dispuser das necessárias orientações legislativas.

Porto, 30 de abril de 2018



Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-19”

As ENTIDADES LICENCIADAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL votam favoravelmente o Parecer sobre a Proposta de *“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019”*.

Mais informamos que subscrevemos a “declaração de voto Contadores” e a “declaração de voto TOS” do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural.

Com os melhores cumprimentos,

Eduardo Paço Viana.

Representante das Entidades Titulares de Licença de Distribuição de Gás Natural em Regime de Serviço Público

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-19”

Sr^a Presidente,

Transmito por este meio o meu voto de aprovação do Parecer do Conselho Tarifário em anexo.

Não posso deixar de felicitar V.Ex^a e os restantes membros do C.T. pelo magnífico trabalho realizado.

Com os melhores cumprimentos,

José Manuel Saldanha Bento

Representante do Curg

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-19”

Declaração de Voto da Empresa Concessionária de Comercialização de Último Recurso Grossista,

Tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com Atividade de Distribuição de Gás Natural e Comercialização de Último Recurso retalhista sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a **“Mecanismo de Financiamento da Tarifa Social; Mecanismos de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Contadores; e Taxas de Ocupação de Subsolo”**, expresse o meu acordo ao teor das mesmas, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

José Manuel Saldanha Bento

Representante da Curg

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018- 2019”

Declaração de Voto dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas

Tendo tomado conhecimento da Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com Atividade de Transporte e Distribuição de Gás Natural sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a **“Mecanismo de Financiamento da Tarifa Social; Mecanismos de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Contadores; Taxas de Ocupação do Subsolo”**, expresso o acordo dos CURR’s ao teor das mesmas, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Relativamente ao “mecanismo de financiamento da tarifa social”, os CURR’s apresentam também uma declaração de voto.

Lisboa, 30 de abril de 2018

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019”

Os comercializadores de último recurso retalhistas (CURR's) votam favoravelmente o Parecer elaborado pela Secção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para o Ano Gás 2018-2019 (Proposta), manifestando, no entanto, reserva relativamente ao seu Ponto 5.2 “Regime de Financiamento da Tarifa Social” da generalidade e à alínea f. do ponto 5.9 “Tarifa Social” da especialidade pelas razões que se identificam na presente declaração.

Os CURR's entendem que a aplicação do artigo 209º da Lei nº114/2017, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2018, necessita de regulamentação adicional, a emitir pelo legislador, que defina em concreto a forma de aplicação dos princípios nele estabelecidos.

Ora não tendo essa definição sido feita de forma completa até à data, não pode qualquer entidade administrativa regulamentar sobre esta matéria sem dispor das necessárias orientações legislativas.

Acresce que os CURR's não podem concordar com o modelo proposto pela ERSE na sua Proposta uma vez que este impõe sobre estas empresas, com atividade exclusivamente regulada, uma obrigação de natureza social que não pode ser repercutida nos preços a praticar pelas mesmas, colocando em causa o seu equilíbrio económico-financeiro e indo contra o previsto no enquadramento legislativo e regulamentar da sua atividade.

Adicionalmente, salienta-se que o Decreto-Lei nº101/2011, de 30 de setembro, que cria a tarifa social no gás natural, reconheceu que o critério de elegibilidade dos beneficiários coincide com o das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social, o que indica claramente que a tarifa social do gás natural é encarada como uma prestação complementar no âmbito do apoio e segurança social e não do setor energético. Deve ser, por esta razão, o orçamento da segurança social a suportar este encargo ou, no limite, os demais consumidores numa lógica de solidariedade setorial, solução em vigor até à data, na senda da comunicação da Comissão Europeia intitulada “uma estratégia – quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro” publicada em 25 de fevereiro de 2015.

Assim, consideram os CURR's não poderem ser instituídas normas regulamentares cujo sentido e enquadramento não esteja explicitamente definido e concretizado na Lei.

Lisboa, 30 de abril de 2018

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas

Declaração de voto do representante dos comercializadores de gás natural em regime livre

Conselho Tarifário da ERSE – secção do setor do gás natural

Parecer sobre

Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019

O representante dos comercializadores de gás natural em regime livre vota favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019.

Não obstante, pese subscreverem e aplaudirem o estabelecimento de políticas públicas de defesa dos consumidores vulneráveis de gás natural e de combate à pobreza energética, não podem os comercializadores de gás natural em regime livre deixar de afirmar a sua discordância com o histórico de modelos de financiamento da Tarifa Social sucessivamente adoptados na medida em que esta deve ser uma responsabilidade do Estado e não do SNGN e agentes do setor.

Porto, 30 de abril de 2018,

O representante dos comercializadores de gás natural em regime livre



(Ricardo Pacheco)

**Parecer do CTERSE-GN sobre a Proposta de
“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019”**

Os signatários, representantes das Associações que tenham como Associados consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10.000m³, votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer da Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos sobre a proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019” (consensualizado na reunião de 26/04/2018).

Sobre a proposta em apreço, os signatários não podem deixar de tecer os seguintes comentários:

1. As empresas são o motor de qualquer economia, pelo que a competitividade é um fator crítico de sucesso. A proposta da ERSE de Tarifas para o Ano-Gás 2018-2019 é um contributo relevante, mas ainda não suficiente, para que as empresas se tornem mais competitivas, quer no mercado nacional, quer nos mercados externos.
2. TOS
A imputação das Taxas de Ocupação do Subsolo aos consumidores empresariais continua a penalizar a atividade económica e, devido à ausência de regras que imponham um teto máximo à fixação destas taxas, assistimos a situações de grave distorção da concorrência entre empresas e, nalguns casos, perda significativa de competitividade das mesmas, induzindo, também, redução da atratividade do investimento.
3. Tarifa Social
A Tarifa Social é uma medida de política social do XXI Governo Constitucional que os signatários não põem em causa. Ainda assim, não podem deixar de notar que a solução legislativa encontrada apresenta fragilidades porque coloca o encargo sobre empresas, designadamente privadas. No entender dos signatários:
 - A medida deixará de ser eficaz porque os custos da mesma tenderão, com o tempo, a ser passados aos consumidores;
 - Os custos inerentes à medida em apreço deveriam ser suportados pelo Orçamento do Estado.
4. UAG's
Verifica-se que, apesar das reservas manifestadas em anteriores Pareceres deste CT, e da prudência com que a ERSE trata este tema, foram autorizadas no último ano um conjunto significativo de UAG's que, inevitavelmente, irão contribuir de forma negativa para a competitividade

do SNGN. Reforçamos, assim, a necessidade de uma rigorosa monitorização do funcionamento destes novos polos de consumo aferindo, regularmente, a sua correspondência com os pressupostos que conduziram à sua aprovação.

5. Tarifas mais aderentes aos volumes de consumo

Apesar do presente Parecer ser bastante explícito sobre esta questão, importa sublinhar que a competitividade de muitas pequenas e médias empresas depende da construção de um novo modelo tarifário que evite que, para volumes semelhantes de consumos, se verifiquem custos díspares devido a diferenças no nível de pressão de fornecimento.

Lisboa, 30 de abril de 2018

Teresa Marques

Celso Pedreiras

Paulo Rosa

Representantes das Associações que tenham como Associados consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10.000m³

I – GENERALIDADE

1. ENQUADRAMENTO

Para efeitos de aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem de julho de 2018 a junho de 2019, o Conselho de Administração (CA) da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu, no dia 2 de abril de 2018, 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 2018-2019”.

O CT emitiu o seu parecer sobre a proposta a 30 de abril de 2018. 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 1 de junho de 2018 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019.

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. Deste modo, considera-se relevante fornecer informação quer das variações das tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis aos clientes do comercializador de último recurso, quer das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores, independentemente do seu comercializador.

Dada a crescente relevância do mercado liberalizado, a ERSE tem efetuado um esforço no sentido de melhorar a comunicação das variações tarifárias procurando enfatizar que as tarifas transitórias de venda a clientes finais apenas se aplicam aos consumidores que ainda permaneçam no mercado regulado, conforme reconhecido pelo CT.

Aproveita-se também este momento de comunicação das variações tarifárias para caracterizar a estrutura tarifária e explicar de forma simples e clara a decomposição dos custos que integram as faturas dos vários clientes.

No sentido de um esforço contínuo de melhoria da sua comunicação, a ERSE agradece as sugestões efetuadas pelo CT à redação do “Dossier de imprensa” que são tidas em consideração na comunicação final dos impactes tarifários.

3. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRS)

No âmbito da sua função de monitorização de mercados e manutenção do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, a ERSE mantém-se atenta à evolução da atividade de comercialização de último recurso retalhista. Neste sentido, todos os aspetos relevantes nessa evolução, nomeadamente, o alargamento do prazo para extinção das tarifas transitórias de gás natural, são acomodados na regulação aplicada àquela atividade.

Neste particular, a ERSE, na preparação do próximo período de regulação que se aproxima, terá em conta as atuais circunstâncias do mercado e toda a informação relevante, sem nunca descurar as condições em que aquela atividade é desempenhada.

No entanto, não é por demais relembrar que, na esfera de atuação da ERSE, são desenvolvidas metodologias que permitem incorporar nos proveitos permitidos dos comercializadores de último recurso custos eficientes que têm em conta, por um lado, o nível de atividade das empresas e, por outro, as particularidades da atividade em termos de gestão dos fluxos financeiros de curto prazo.

4. FLUXOS FINANCEIROS NO SNGN

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT. Embora seja objetivo da ERSE simplificar, tanto quanto possível, os fluxos financeiros do SNGN, as metodologias e regras regulatórias em vigor, aplicadas a um elevado número de agentes que operam no SNGN, leva a que estes fluxos sejam sempre revestidos de alguma complexidade.

Essas regras refletem 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. Adicionalmente, com o objetivo de minimizar financiamentos intermédios e custos adicionais para terceiras partes envolvidas nestes fluxos, as regras regulatórias em vigor determinam que, na maior parte dos casos, os montantes transferidos sejam proporcionais à faturação.

5. REVISÃO RT

5.1 CALENDÁRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO

A harmonização dos calendários e a coerência dos preços e das tarifas é, sem dúvida, um aspeto importante que deverá ser acautelado. Todavia, a harmonização dos calendários da vigência das tarifas também apresenta desafios, designadamente, na forma como essa alteração é percecionada pelos consumidores e em que medida poderá afetar a dinâmica contratual. Estes são, entre outros exemplos, alguns dos elementos a ponderar na proposta de alteração regulamentar a realizar em 2019.

Acresce que no que respeita à harmonização do calendário de vigência das tarifas reguladas, a ERSE considerou não estarem ainda reunidas as condições para proceder a esta alteração. Uma decisão desta magnitude carece de uma discussão mais alargada, profunda e uma alteração regulamentar mais densa do que a apresentada a consulta pública na última alteração regulamentar que teve objetivos muito concretos. Não deixará, contudo, de ser um tema incontornável na próxima revisão regulamentar.

5.2 REGIME DE FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL (TS)

A ERSE solicitou inicialmente a Sua Excelência, o Senhor Presidente da Assembleia da República, que, através dos mecanismos parlamentares entendidos por adequados, pudesse ser clarificada a norma do artigo 209.º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, e que introduziu uma alteração relevante quanto ao financiamento dos custos com a tarifa social do setor do gás natural.

Na sequência da consulta pública efetuada no âmbito do procedimento regulamentar e atendendo às recomendações recebidas dos Conselhos Consultivo e Tarifário e da Autoridade da Concorrência no sentido de a ERSE procurar promover o esclarecimento desta questão junto do legislador, a ERSE dirigiu uma nova comunicação a Sua Excelência, o Senhor Presidente da Assembleia da República.

Em paralelo, ao abrigo de protocolo que recentemente celebrou com o Instituto de Ciências Jurídico-Políticas (ICJP) da Faculdade de Direito de Lisboa (FDL), a ERSE também solicitou ao ICJP um parecer jurídico para clarificação da interpretação da norma.

Finalmente, o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, em Parecer votado na sessão de 18 de maio de 2018, homologado por Sua Excelência o Senhor Secretário de Estado da Energia e recebido na ERSE a 24 de maio, considerou que o artigo 209.º da Lei do Orçamento do Estado para 2018 revogou tacitamente o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que fazia repercutir nos consumidores os custos da tarifa social, e procurou clarificar o novo modo de financiamento da tarifa social.

5.3 REGULAÇÃO DAS ATIVIDADES DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

O CT considera complexa a estrutura tarifária adotada no relacionamento comercial entre operadores das infraestruturas e o OLMC, tendo sugerido um mecanismo de compensações entre estes agentes à semelhança do mecanismo de compensações entre operadores da rede de distribuição e entre comercializadores de último recurso.

Importa referir que o mecanismo de compensação tarifária dos operadores da rede de distribuição, definido no Regulamento Tarifário, se processa entre operadores da rede distribuição, e que o mecanismo de compensação tarifária dos comercializadores de último recurso se processa entre comercializadores de último recurso. Portanto, cada um destes mecanismos se processa entre agentes da mesma atividade regulada.

Um dos princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas estabelecido no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é o princípio da inexistência de subsidiação cruzadas entre atividades e entre clientes. Este princípio tem sido seguido no modelo regulatório estabelecido pela ERSE para o setor do gás natural através da aplicação da aditividade tarifária, definindo-se que a cada atividade regulada corresponde uma tarifa regulada e calculando as tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores, e as tarifas transitórias de venda a clientes finais pagas pelos clientes dos CUR, por adição das várias tarifas por atividade efetivamente utilizada por cada consumidor.

Neste sentido, considera-se que a criação da tarifa de OLMC promove a aplicação da aditividade tarifária, permitindo conferir maior transparência ao processo de fixação de tarifas.

6. RECOMENDAÇÕES PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO

O ano gás 2019-2020 marca o início de um novo período regulatório do setor do Gás Natural. Neste sentido, no âmbito dos trabalhos de preparação do novo período regulatório a ERSE procederá, como é habitual, a uma avaliação das metodologias regulatórias aplicadas no período regulatório anterior e dos impactes das mesmas nas diversas atividades reguladas.

A ERSE monitoriza anualmente o impacte nas contas das empresas reguladas das decisões que toma, no âmbito da sua esfera de atuação, nomeadamente ao nível dos parâmetros regulatórios que lhes são aplicados, que se consubstancia na análise de desempenho que é elaborado anualmente aquando da definição das tarifas para cada ano gás.

Após a avaliação das metodologias regulatórias aplicadas no período regulatório compreendido entre os anos gás 2016-2017 e 2018-2019, e análise do seu impacto nas contas das empresas reguladas, a ERSE poderá ponderar introduzir alterações ao nível da sua regulamentação, sempre no sentido de melhorar a

regulação do setor e adequá-la ao contexto económico nacional e internacional, vivido em cada momento, bem como à legislação existente.

Adicionalmente, são identificadas pelo CT outras matérias que merecerão uma análise atenta da ERSE com vista a uma eventual consideração na Consulta Pública de revisão dos Regulamentos do SNGN, em preparação do período regulatório a iniciar-se em 1 de julho de 2019.

Este processo será feito com a maior transparência, como é apanágio da atuação da ERSE, sendo que todas as propostas de alteração regulamentar serão objeto de consulta pública devidamente suportadas em documentos justificativos das mesmas.

II – ESPECIALIDADE

1. MERCADO LIVRE (ML)

1.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO

A ERSE continuará a monitorizar o processo de liberalização do mercado de GN de forma a garantir que o mesmo continua a ocorrer de forma adequada.

1.2 INFORMAÇÃO SOBRE O MERCADO LIBERALIZADO

A ERSE divulga, como vem sendo hábito, a melhor informação disponível, de forma transparente, imparcial e fidedigna. Neste sentido, e como referido nos “Comentários ao parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018”, foi solicitada pela ERSE a realização de uma auditoria independente à empresa de distribuição de gás natural que apresentava inconsistências na informação reportada à REN Gasodutos (na sua atividade de gestão do processo de mudança de comercializador no setor do gás natural).

Os trabalhos de auditoria pela entidade auditora decorreram entre abril e agosto de 2017, tendo o relatório final de auditoria apenas sido entregue no dia 20 de abril do corrente ano. A análise do Relatório encontra-se em processo de conclusão, sendo as respetivas consequências comunicadas oportunamente.

A ERSE partilha da preocupação do CT relativa à divulgação ao mercado de forma atempada e atualizada, encontrando-se já publicados os Boletins sobre o mercado liberalizado de gás natural relativos aos meses de dezembro de 2017 até março de 2018 e procurará que a sua publicação seja regular e mensal, sempre que a informação for completa e fidedigna.

1.3 MERCADO: EVOLUÇÃO E INFORMAÇÃO

O Parecer do CT questiona as previsões da ERSE no que se refere ao número de clientes considerado no mercado livre no ano gás 2018-2019, sendo este valor inferior ao considerado no ano gás anterior, de 2017-2018.

As diferenças apontadas pelo CT resultam do facto dos pressupostos utilizados pela ERSE para a previsão das quantidades de gás natural (número de clientes e consumo GN) no mercado regulado, e consequentemente no mercado livre, não serem os mesmos no ano gás 2017-2018 e no ano gás 2018-2019.

- No ano gás 2017-2018 consideraram-se para os níveis de Alta Pressão (AP), Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP) as previsões de quantidades e número de clientes apresentadas à ERSE pelos comercializadores de último recurso (CUR). Para o nível de pressão BP a ERSE optou por considerar valores de consumo e número de clientes calculados no pressuposto de se observar uma redução gradual das tarifas transitórias até à sua extinção no final de 2020, fazendo-se um paralelismo com o novo calendário de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais do setor elétrico.
- Em contrapartida, no ano gás 2018-2019 optou-se pela utilização das previsões dos CUR para a totalidade dos níveis de pressão, que na opinião da ERSE apresentaram no passado recente uma maior aderência à evolução do mercado.

2. COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRS)

2.1 AJUSTAMENTOS DE AG ANTERIORES

Os ajustamentos de anos anteriores resultaram de um processo de revisão do cálculo dos ajustamentos da função de Compra e Venda de Gás Natural de forma a corrigir situações que não refletiam os verdadeiros custos das empresas. Estas situações foram devidamente identificadas perante as empresas e sempre que possível escrutinadas pelas mesmas e podem subdividir-se em duas categorias:

- a) Acerto “quantidades”, cujo início da repercussão em proveitos permitidos se iniciou em tarifas 2017-2018. Este acerto traduz o excedente apurado entre os proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural que eram superiores aos custos aceites para efeitos de regulação.

Excluindo o efeito contabilístico, de curto prazo, da especialização do exercício, não há qualquer justificação, regulamentar ou económica, que legitime que as quantidades faturadas pelos CUR retalhistas aos consumidores e as quantidades adquiridas por estas empresas ao CURg sejam diferentes.

Contudo, as quantidades faturadas, e que eram utilizadas pela ERSE na anterior metodologia de cálculo do custo da mercadoria vendida, eram também, sistematicamente, superiores às quantidades compradas ao CURg, o que, no médio ou longo prazo, não se pode justificar por qualquer critério contabilístico de especialização do exercício.

Estas circunstâncias apenas se tornaram evidentes após uma análise comparativa às séries de longo prazo de aquisição e de venda de gás natural.

Acresce que a atividade de compra e venda de gás natural é uma função que não pode gerar, pela sua natureza *pass through*, qualquer ganho ou perda nem por via da diferença de preço, nem, muito menos, por via de diferença de quantidades.

Deste modo, estão a ser abatidos aos proveitos permitidos os montantes, com juros, que foram indevidamente incorporados nesses proveitos.

A avaliação dos motivos que justificam, mas que não legitimam, a existência de diferenças desta natureza está neste momento em curso.

- b) Acerto “valores semestrais” incluído nos proveitos permitidos, pela primeira vez, nas tarifas 2018-2019. Este ajustamento é única e exclusivamente efetuado para suportar a ótica dos fluxos semestrais, quando ocorreu a transição dos montantes reportados em ano gás para ano civil na função de compra e venda de gás.

Este acerto resultou de um processo de revisão do cálculo dos ajustamentos da função de CVGN de forma a corrigir situações que não refletiam os verdadeiros custos das empresas. Estas situações foram devidamente identificadas perante as empresas, tendo-lhes sido comunicada os pressupostos e as metodologias seguidas no recálculo destes ajustamentos.

A ERSE considera que estes processos seguiram procedimentos claros e transparentes e que evitaram a manutenção de situações penalizadoras para o sistema numa atividade em extinção.

2.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDAS A CLIENTES FINAIS

O CT recomenda que a ERSE conclua o processo de transição para uma estrutura tarifária totalmente aditiva durante o próximo período de regulação. A ERSE toma boa nota do comentário do CT e continuará a desenvolver todos os esforços para alcançar a aditividade tarifária plena, no âmbito do mecanismo de convergência previsto no Regulamento Tarifário, que salvaguarda impactes tarifários significativos nos clientes.

O referido mecanismo de convergência persegue dois objetivos, a aditividade tarifária e a uniformidade tarifária no território nacional. No escalão 2 de consumo, onde estão cerca de 30% dos consumidores dos comercializadores de último recurso, já existe uniformidade tarifária nacional, pelo que todos os consumidores deste escalão de consumo observam os mesmos preços independentemente do CUR que os forneça. A uniformidade tarifária nacional também já foi alcançada nos termos fixos dos escalões de consumo 3 e 4.

3. OLMC

A ADENE passou a ter as responsabilidades de OLMC para os setores elétrico e do gás natural, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

Neste sentido, foi necessário adaptar a regulamentação da ERSE a esta nova realidade. Em 2017 a regulamentação do setor elétrico já havia sido alterada para acomodar a figura de OLMC e em 2018 procedeu-se à alteração dos Regulamentos Tarifário e de Relações Comerciais, do setor do Gás Natural.

No caso do Setor do Gás Natural, a atividade de OLMC foi desempenhada até 2017 pela REN Gasodutos na sua vertente de Gestor Técnico Global do Sistema. Para o exercício da função de gestor logístico de mudança de comercializador, a REN desenvolveu uma plataforma informática sobre qual a função era operada. Para o efeito a REN detinha os ativos e a operação do sistema era efetuada pelo OMIP em regime de contratação.

Desta forma, os custos relacionados com a atividade de OLMC foram identificados de uma forma relativamente simples, uma vez que quer os ativos, quer os custos com a contratação externa do serviço e licenças, estava identificado e era reportado anualmente pela REN nos seus Relatórios e Contas.

Em coerência com o procedimento recentemente seguido para os proveitos permitidos da ADENE a recuperar pelas tarifas do setor elétrico, para a definição dos proveitos permitidos da ADENE na sua função de OLMC do setor do gás natural, a ERSE considerou os custos reportados pela REN nos últimos anos, para a mesma função. É esse o valor que constitui o proveito permitido à ADENE, com a atividade de OLMC para o setor do Gás Natural. Assim, a ERSE garantiu que os custos para o ano gás 2018-2019 com a atividade de OLMC não são superiores aos que ocorreram no passado. De acordo com a legislação em vigor a ADENE pode recorrer a outras fontes de financiamento para o desempenho das suas atividades. Compete à ERSE a regulação das atividades desempenhadas pela ADENE no âmbito da sua atividade de OLMC dos dois setores, elétrico e do gás natural. Outras fontes de financiamento que digam respeito, por exemplo, aos ativos utilizados pela ADENE, nomeadamente o recebimento de subsídios para investimento na atividade de OLMC, serão abatidos ao valor do ativo a remunerar, de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor em cada um dos setores.

A recuperação dos custos do OLMC ocorre através da aplicação das tarifas definidas pela ERSE, conforme definido no Regulamento Tarifário, sendo que os ajustamentos aos proveitos, são efetuados *a posteriori* através dos mecanismos de ajustamento previstos no referido regulamento.

O CT considera que, face aos montantes em apreço e em prole da simplicidade de aplicação, em vez de uma tarifa, teria sido mais indicada a recuperação de custos desta atividade de OLMC considerando um adicional de proveitos a recuperar por operador em função do número de clientes fornecido pela sua rede e a transferência do valor assim considerado para o OLMC.

Um dos princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas estabelecido no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é o princípio da inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes. Este princípio tem sido seguido no modelo regulatório estabelecido pela ERSE para o setor do gás natural através da aplicação da aditividade tarifária, definindo-se que a cada atividade regulada corresponde uma tarifa regulada e calculando as tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores, e as tarifas transitórias de venda a clientes finais pagas pelos clientes dos CUR, por adição das várias tarifas por atividade efetivamente utilizada por cada consumidor.

Neste sentido, considera-se que a criação da tarifa de OLMC promove a aplicação da aditividade tarifária, permitindo conferir maior transparência ao processo de fixação de tarifas.

Quanto à possibilidade de se realizarem transferências mensais fixas do operador da rede de transporte (ORT) para o OLMC, em duodécimos dos proveitos permitidos estimados para este último, isso implicaria o ORT assumir os desvios desta atividade enquanto não se realizassem os ajustamentos interanuais. Concorda-se que não se perspetivam desvios relevantes, mas a ERSE considerou mais adequado implementar um modelo que permite garantir que o ORT não suporta os desvios da atividade do OLMC, ou seja, o OLMC aplicar ao ORT uma tarifa igual à que o ORT aplica às suas entregas em alta pressão.

Esta metodologia será monitorizada e avaliada neste primeiro período de regulação, devendo ser revisitada para o próximo período de regulação.

4. NÍVEL TARIFÁRIO

4.1 PREÇO MÉDIO UNITÁRIO DO SERVIÇO

O CT ressalva que, embora com preocupação de estabilização tarifária, é fundamental neste ambiente de volatilidade da procura que os preços possam mesmo assim ajustar com a rapidez necessária, como agora se verifica no ano gás 2018-2019.

A ERSE reitera a sua concordância com o CT sobre todas as correções deverem ocorrer com a mesma celeridade, qualquer que seja o sentido de variação, de modo a minimizar o valor dos montantes em ajustamento que afetem tarifas futuras e os sinais preço com reflexo nas decisões de consumo de GN.

4.2 PROVEITOS UNITÁRIOS MÉDIOS DAS INFRAESTRUTURAS E REDES (SEM AJUSTAMENTOS)

A ERSE toma boa nota da análise efetuada pelo CT e reconhece a sua importância, por forma a aferir se o custo médio por infraestrutura é semelhante entre Portugal e Espanha.

5. TARIFAS

5.1 VARIAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO À REDE

A metodologia de repartição dos custos de cada uma das atividades reguladas pelos utilizadores de cada uma das infraestruturas resulta da metodologia de cálculo de cada uma das tarifas reguladas prevista no capítulo V do Regulamento Tarifário. No início do período de regulação em que se insere o presente cálculo de tarifas, julho de 2016, foram elaborados estudos onde foi explicitada a metodologia de cálculo de cada uma das tarifas reguladas e que resultaram na alteração da estrutura das tarifas reguladas por atividade.

As variações das tarifas por atividade 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 AP é aplicada a tarifa de UGS do ORT, sendo que os centros electroprodutores apenas pagam a parcela I da tarifa de UGS; (ii) aos consumidores em MP e BP é aplicada a tarifa de UGS dos operadores 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 enfatizar 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 aos operadores da rede de distribuição) são diferentes da tarifa de UGS dos operadores da rede de distribuição (aplicáveis aos consumidores de MP e de BP), uma vez que esta última inclui os ajustamentos de faturação, de anos anteriores, entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição.

Em relação às diferentes variações da tarifa de uso da rede de transporte entre os clientes de AP (centros electroprodutores e restantes) esta resulta da alteração dos multiplicadores das tarifas flexíveis, que tornou estas opções tarifárias menos atrativas em relação à opção de longas utilizações. Esta alteração é justificada de modo a garantir-se uma maior harmonização no mercado Ibérico do nível de preços das tarifas de acesso às redes para contratação mensal e diária.

As opções tarifárias flexíveis foram introduzidas no sistema tarifário num contexto de reduzidos consumos no sistema de gás natural, com o objetivo de aumentar a flexibilidade para os consumidores com utilizações mais limitadas no tempo e, por conseguinte, contribuir para um aumento da utilização das infraestruturas do sistema nacional de gás natural.

Atualmente a necessidade de flexibilidade é menor devido ao nível elevado de consumos que se verifica e que se perspetiva no sistema de gás natural, pelo que importa incentivar a contratação de mais longo prazo, nomeadamente na opção de longas utilizações, aportando maior estabilidade ao sistema e

protegendo o interesse dos consumidores, em particular, dos consumidores com consumos mais estáveis ao longo do ano (consumidores industriais, de serviços e domésticos).

Por último, importa acrescentar que as diferentes variações por escalão de consumo resultam também da redução das descontinuidades tarifárias nos pontos de transição dos escalões de consumo, em linha com o solicitado pelo CT.

5.2 TARIFA DE USO DE REDE DE TRANSPORTE, POR PONTO DE ENTRADA

A ERSE considera que a forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes deve ser estabelecida livremente entre as partes, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço de energia. Todavia, atendendo à natureza dos custos de entrada da tarifa de URT, considera-se boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo, que são na sua maioria repercutidos ou recuperados através de preços de energia.

Neste contexto, o CT recomenda que as componentes da tarifa de uso da rede de transporte (entrada e saída) passem a ser apresentadas em pontos separados para evidenciar a sua diferente aplicabilidade.

Procurando ir de encontro à solicitação do CT, o capítulo relativo à tarifa de transporte passa a ser subdividido em dois capítulos:

- Produtos de capacidade contratada nas entradas e saídas da rede de transporte, que inclui os preços aplicáveis aos comercializadores pela contratação de capacidade para entrar e sair da rede de transporte;
- Tarifa de uso da rede de transporte para clientes em AP e operadores das redes de distribuição, que inclui os preços que serão repercutidos nos clientes através das tarifas de acesso às redes estabelecidas pela ERSE.

5.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA

O CT destaca o interesse de uma estrutura tarifária mais aderente aos custos, nomeadamente no que respeita aos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos. O CT regista o aumento dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das TAR de níveis de pressão distintos. A ERSE destaca que a proposta de tarifas para o ano gás 2018-2019, no que respeita aos diferenciais de preços das TAR entre MP e BP>, incorpora uma diminuição da diferença entre as referidas TAR. No entanto e tomando em boa nota os comentários do CT relativamente a esta matéria, a ERSE procede a uma alteração na versão final de tarifas para o ano gás 2018-2019, no sentido de diminuir as diferenças nas TAR entre os clientes em diferentes níveis de pressão. Assim, nas tarifas para

o ano gás 2018-2019 os clientes com consumos anuais perto dos 10 000 000 m³ verificam uma redução na diferença entre as TAR em MP e AP de 0,08 €/MWh. No ano gás 2017-2018 a diferença era de 1,66 €/MWh e para o ano gás 2018-2019 a diferença será de 1,58 €/MWh. No que respeita à zona de fronteira (700 000 m³/ano) a diferença entre BP> e MP era 6,84 €/MWh e no ano gás 2018-2019 é de 6,38 €/MWh, ou seja, uma redução de 0,45 €/MWh.

O CT reitera que a alteração de estrutura das atuais TAR para uma estrutura de “tarifas por enchimento” seria a solução para a redução dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das TAR de níveis de pressão distintos. A ERSE considera que a prossecução desta alteração de estrutura obrigaria ao abandono das atuais variáveis de faturação, nomeadamente da variável de capacidade utilizada. Esta alteração seria especialmente impactante nos níveis de pressão superiores, onde as variáveis de faturação são o termo de capacidade e de energia, sendo o primeiro termo o mais relevante.

A estrutura tarifária atual tem diferenciação por nível de pressão pois decorre do modelo de estrutura tarifária com separação de atividades (transporte e distribuição) e da aditividade tarifária.

Acresce que sendo a estrutura adotada no nosso sistema tarifário semelhante à adotada em Espanha, contribuímos desta forma para uma harmonização das regras aplicáveis no Mercado Ibérico, situação desejável para o seu aprofundamento e promoção de concorrência, com benefícios para os consumidores finais.

Neste sentido, a ERSE considera que a proposta apresentada de desenvolvimento de tarifas por enchimento iria conduzir a uma estrutura tarifária distinta da existente em Espanha e noutros países europeus, comprometendo o objetivo estratégico de harmonização tarifária e prejudicando o aprofundamento do Mercado Ibérico. Este tipo de tarifas por enchimento utiliza como variável de faturação dominante conceitos de energia, abandonando os conceitos de capacidade, que são mais adequados à reflexão dos custos das redes e conseqüentemente os mais utilizados na generalidade dos sistemas tarifários de acesso às redes.

5.4 TARIFA OPCIONAL MP

A ERSE regista com agrado os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria.

5.5 FATORES MULTIPLICATIVOS DA TARIFA FLEXÍVEL DIÁRIA EM AP

O CT questiona o agravamento proposto, considerando que a introdução desta opção tarifária não conduziu a comportamentos inesperados ou oportunistas por parte dos agentes, não resultando em prejuízo para o SNGN e/ou para os demais consumidores.

Por um lado, a ERSE considera que a evolução nos consumos verificados nos anos mais recentes, isto é, o aumento significativo do nível de consumos em AP (e respetivo aumento das modulações) contribuiu significativamente para a escolha de outras opções tarifárias de acesso às redes, com contratação de capacidade mais permanente, que não a tarifa diária.

Por outro lado, a ERSE relembra que uma das razões que justificou a introdução desta opção tarifária foi a harmonização tarifária entre Portugal e Espanha. Neste sentido, os valores dos multiplicadores desta opção tarifária foram revistos em alta, de modo a garantir-se uma harmonização do nível de preços das opções tarifárias flexíveis mensais e diárias no Mercado Ibérico. Como demonstrado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2018-2019”, apesar do agravamento dos multiplicadores da tarifa diária em Portugal referido pelo CT, em termos de preço médio, a tarifa diária em Portugal continua a ser mais competitiva em Portugal do que em Espanha.

Importa acrescentar que esta opção contribui para assegurar uma maior estabilidade do sistema tarifário protegendo os interesses dos consumidores do mercado convencional (consumidores industriais, de serviços e domésticos).

5.6 TARIFAS INTERRUPTÍVEIS NA INTERLIGAÇÃO

A ERSE regista com agrado os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria.

5.7 PREÇO DA CAPACIDADE ATRIBUÍDA POR MECANISMO IMPLÍCITO

A ERSE partilha da posição do CT sobre a urgência e importância da implementação efetiva do MIBGAS de modo a explicitar o valor do GN no Ponto de Troca Virtual (VTP) do SNGN, elemento essencial na transparência das transações no interior do SNGN

A ERSE desenvolveu esforços para que todas as suas peças regulamentares permitissem a implementação do MIBGAS. Nesse sentido a ERSE adaptou todos os Regulamentos relevantes para contemplar o funcionamento do mercado organizado. Neste quadro, a concretização do MIBGAS carece de desenvolvimentos que ultrapassam 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.

Na vigência do período transitório, mantêm-se o disposto na 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, acrescido da tarifa de interligação diária de Espanha e da tarifa de interligação trimestral em Portugal, solução considerada adequada pelo CT.

5.8 NOVA OPÇÃO TARIFÁRIA DE USO TERMINAL

Conforme referido pelo CT, o Terminal de GNL tem observado uma utilização com elevada volatilidade, o que associado às suas características naturais de funcionamento, prejudica a sua utilização por agentes de mercado de menor dimensão e conseqüentemente pode representar uma barreira à entrada de novos agentes no mercado. Estas características de funcionamento são condicionadas, por um lado, pelo aprovisionamento ser efetuado de forma discreta e com grandes indivisibilidades devido à dimensão dos navios metaneiros e por outro lado, pela regaseificação e injeção de gás natural na rede de transporte para abastecimento do consumo das várias carteiras dos comercializadores ser efetuada de forma contínua, o que obriga à constituição de armazenamento sobre a forma de GNL no terminal. Esta necessidade de constituição de armazenamento sobre a forma de GNL no terminal, representa um custo de logística praticamente constante ao longo do ano, independentemente da dimensão da carteira do comercializador, situação muito penalizadora, por um lado, para os comercializadores de pequena dimensão prejudicando a sua entrada no mercado e por outro lado, para o próprio terminal prejudicando uma maior utilização desta infraestrutura.

A ERSE, reconhecendo este problema tem vindo a tomar diligências ao longo dos últimos anos no sentido de minimizar as barreiras à utilização do terminal de GNL por agentes de mercado de menor dimensão, nomeadamente:

- c) Aprovação do mecanismo de trocas reguladas de GNL que incentive o comercializador incumbente a trocar GNL com outros agentes de mercado de menor dimensão;
- d) Aprovação de regras para contratação e nomeação de gás natural da rede de transporte para o terminal de GNL em contra fluxo, com preços nulos, permitindo, por um lado, que agentes de pequena dimensão beneficiem da flexibilidade proporcionada pelo terminal e por outro lado, viabilizando o abastecimento de consumidores isolados da rede nacional de transporte e abastecidos por GNL no terminal;
- e) E por fim, a aprovação deste novo mecanismo de continuidade, reconhecendo-se que a sua implementação coloca diversos desafios.

Relativamente ao ponto c), referido anteriormente, o CT propõe que a introdução desta nova opção tarifária no Terminal de GNL associada ao novo Mecanismo de Continuidade esteja condicionada à definição de regras de detalhe para a definição da parametrização operacional deste mecanismo, nomeadamente, contratação de capacidade, limites operacionais de utilização dos tanques, entre outros.

A ERSE concorda com esta proposta aprovando para o ano gás 2018-2019 os preços desta tarifa, ficando a sua aplicação condicionada à definição das referidas regras.

5.9 TARIFA SOCIAL

Na proposta de Tarifas de Gás Natural para o ano gás 2018-2019, a ERSE, tendo em conta a alteração ao financiamento dos custos com a tarifa social do setor do gás natural estabelecida pela Lei do Orçamento do Estado para 2018, propôs que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural passassem a ser suportados pelo operador da rede de transporte e pelos comercializadores de gás natural. Contudo, desde logo ressaltou que *“Considerando as dúvidas interpretativas quanto ao texto da norma, que ficaram patentes nos comentários recebidos na consulta pública, a ERSE tem feito diligências no sentido de obter uma esclarecimento quanto ao alcance da mesma. Pelo que, nesta matéria, caso surjam entretanto os esclarecimentos pertinentes, a proposta tarifária ainda poderá ser revista até à decisão final da ERSE.”*

No seu parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019, o CT, secundando a recomendação formulada no parecer emitido aquando da revisão regulamentar do gás natural, recomendou expressamente à ERSE que reforçasse as diligências junto do legislador no sentido de esclarecer o quadro legal inerente à aplicação da tarifa social.

Efetivamente, na referida consulta pública regulamentar, a ERSE entendeu que, nos termos da lei, os custos com a tarifa social do gás natural fossem suportados, seguramente, pelo operador da rede de transporte e pelos comercializadores, em partes iguais e questionou se outros os operadores não deveriam suportar o encargo, desde logo, obviamente, os Operadores das Redes de Distribuição, por serem subsumíveis à norma legal.

Como é conhecido, Sua Excelência o Secretário de Estado da Energia solicitou ao Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República um parecer sobre a *tarifa social do gás natural*. Em concreto, destacam-se de entre as questões formuladas as seguintes:

“3.ª O artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, determina que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado no ano anterior. Face aos intervenientes no setor do gás natural passíveis de integrar o conceito de empresa transportadora e de comercializador, quais os abrangidos pelo artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do Estado para 2018?”

“4.ª Qual a proporção do volume comercializado de gás no ano anterior ou repartição entre transportadores e comercializadores deve ser aplicado face ao disposto na lei, em particular no artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do estado para 2018?”

“5.ª São repercutíveis nas tarifas de acesso às redes ou, de qualquer outra forma, nos consumos de gás natural, os valores suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás?”

O Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, em Parecer votado na sessão de 18 de maio de 2018, homologado por Sua Excelência o Senhor Secretário de Estado da Energia e recebido na ERSE no passado dia 24 de maio, considerou que o artigo 209.º da Lei do Orçamento do Estado para 2018 revogou tacitamente o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que fazia repercutir nos consumidores os custos da tarifa social, e procurou clarificar o novo modo de financiamento da tarifa social.

Tal modo de financiamento consubstancia-se, nos termos do referido Parecer, na imputação a todas as empresas que procedam ao transporte e comercialização do gás natural, em tais se incluindo os operadores das redes de distribuição. Com efeito, segundo o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, *“Independentemente da densificação que o legislador entenda fazer do artigo 209.º do OE 2018, não será despicando precisar algo mais sobre o seu último segmento - “ na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”. Não pode por volume comercializado de gás considerar-se tão-somente as operações relativas à comercialização de gás na aceção já atrás reproduzida [citando a legislação setorial, e em termos gerais: compra e venda de gás natural a clientes], sob pena de deixar sem sentido a estatuição do financiamento pelas “empresas transportadoras”. Tem, portanto, de entender-se volume comercializado num sentido amplo que permita abranger todos os operadores que constituem o universo da norma.”*.

Assim, entendeu o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República que “deve aqui ser considerado como transporte de gás toda a veiculação de gás quer se faça através de uma rede interligada de alta pressão quer se faça através da rede de distribuição”. Acrescenta-se ainda que para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social, deve considerar-se o respetivo “volume de entregas/fornecimentos de gás no ano anterior”.

Nestes termos, a ERSE, fazendo seus os argumentos invocados pelo Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, com quadro de excecionalidade, procedeu ulteriormente a uma alteração do Regulamento Tarifário do gás natural, que se encontra a produzir efeitos.

Em consequência, num quadro de excecionalidade, a ERSE alterou a proposta de tarifas apresentada relativamente aos valores que deverão ser suportados por cada entidade (Operador da Rede de Transporte, Operadores da Rede de Distribuição, Comercializadores de Último Recurso e Comercializadores que atuam no mercado) para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social¹³.

¹³ Atendendo à manifesta urgência do procedimento em causa (designadamente, atendendo ao hiato temporal que medeia o conhecimento do Parecer e a publicação das tarifas para o ano 2018), tendo a ERSE apenas tomado conhecimento dos novos elementos a 24 de maio de 2018, e atendendo ainda ao facto de os operadores terem tido oportunidade de se pronunciarem sobre questões relacionadas com a possibilidade de repartição de custos da tarifa social por parte de outros operadores que não as empresas de transporte e de comercialização, nos termos das alíneas a) e e) do n.º 1 do artigo 124.º e das alíneas a) e d) do n.º 3 do artigo 100.º, ambos do Código do Procedimento Administrativo, foi dispensada a audiência prévia dos interessados.

Assim, nos termos e com os fundamentos enunciados, incluindo os que presidiram à alteração do Regulamento Tarifário, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso) nos termos acima expostos.

6. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

A ERSE tomou boa nota das observações do CT.

Nos termos dos seus estatutos, incumbe à ERSE promover a eficiência e a racionalidade do setor do gás natural, em termos objetivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através de uma contínua supervisão e acompanhamento do SNGN.

Neste âmbito, cabe concretamente a esta Entidade Reguladora, nos termos estatutários, *(i)* proteger os direitos e interesses dos consumidores, promovendo a sua informação, esclarecimento e formação; *(ii)* assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, quando geridas de forma adequada e eficiente; e *(iii)* promover a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados.

Em especial no que respeita às alterações legislativas concernentes à Taxa de Ocupação do Subsolo, a ERSE apresentou já no ano em curso ao Governo, do mesmo dando conhecimento à Assembleia da República, um estudo que atualiza a avaliação das consequências no equilíbrio económico-financeiro dos operadores das redes de distribuição de gás natural que foram reportadas em estudo realizado, em 2017, nos termos do artigo 85.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou a Lei do Orçamento do Estado para 2017 e do artigo 70.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março.

Pelo que, no desenvolvimento das suas atribuições, a ERSE vem assim monitorizando em permanência os impactos da opção legislativa na sustentabilidade do setor, nos diversos agentes que nele intervêm e no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

Considerando a importância desta matéria e das questões a ela inerentes no âmbito do funcionamento eficiente e racional do SNGN a ERSE aguarda com expectativa a discussão e decisão ao nível legislativo.

7. INVESTIMENTOS

O relatório de Análise dos investimentos do Setor do Gás Natural completa este ano a sua décima edição. Estes dez anos são marcados por um período inicial onde o investimento no SNGN foi bastante expressivo, sofrendo posteriormente uma redução gradual para níveis próprios de um setor com uma maior maturidade, ou seja, observa-se hoje, em particular para a RNTIAT, um paradigma de investimento muito diferenciado do que o constatado em 2009 quando saiu a primeira edição deste relatório.

Os desafios de hoje são muito diferentes e passam sobretudo por promover a discussão em torno dos PDIRGN e PDIRD, do setor do gás natural, sendo os relatórios de análise de investimento vocacionados para monitorizar o cumprimento dos planos de investimento da RNTIAT e da RNDGN. Nessa medida, a ERSE congratula-se por constatar uma coerência do seu entendimento face à posição manifestada pelo CT no “Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019”, reiterando o seu propósito em continuar a realizar anualmente este exercício e agradecendo a atenção que o CT dedica a este tema.

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 passou, no âmbito do estabelecimento dos respetivos preços regulados para o ano gás 2017-2018, pela adoção de parâmetros de eficiência, apurados para cada operador de rede de distribuição, a aplicar aos preços de referência a publicar.

Já as regras regulamentares para repartição de encargos de ligação à rede, quer as aplicáveis às instalações com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³ (n), quer as aplicáveis às restantes instalações, não foram objeto de alteração na anterior revisão regulamentar.

No contexto anterior, o parecer do CT inscreve a recomendação de, para efeitos do processo de revisão regulamentar que antecederá o próximo período regulatório, se analisar o modelo de financiamento das ligações às redes, em especial para consumidores não-domésticos, induzindo o desenvolvimento sustentável das redes de distribuição em linha, aliás, com o referido pelos operadores das redes de

distribuição que, na proposta conjunta de preços regulados, anunciaram o envio à ERSE de proposta de revisão dos parâmetros respetivos, incluindo a metodologia para o seu estabelecimento, com carácter prévio à próxima revisão regulamentar.

A ERSE está, naturalmente, disponível para discutir e analisar o enquadramento regulamentar aplicável às ligações às redes de instalações individuais e pólos de consumo, importando, em qualquer caso, assegurar que o modelo reflete, entre outros, aspetos como a aderência ao estado de maturidade do SNGN, e em particular das redes de distribuição, a redução dos custos unitários de utilização das redes de distribuição, o carácter não universal do acesso ao gás natural ou a garantia de atuação economicamente eficiente por parte dos diversos intervenientes.

9. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

9.1 CUSTOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO

O CT refere que a um aumento do custo total de transporte de 3,5% corresponde um aumento do custo total aceite de 6,8%. Esta diferença justifica-se porque no ano 2017 se verificou uma maior proximidade entre o custo total e o custo máximo aceite (97%) do que no ano anterior (94%).

9.2 GL-UAG

O valor considerado para o Gestor Logístico UAGs no ano gás de 2018-2019 foi a média dos valores reportados pela Transgás, S.A. na norma complementar de relato financeiro 7 previsional (N7_Curg final - Previsional), para os anos 2018 e 2019, no montante de 267 000 euros em cada ano.

10. RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

O relatório da qualidade de serviço comercial abrange a análise da informação do ORT, dos ORD e de todos os comercializadores. O número de entidades analisadas, a diversidade de temas e a necessidade de contactar as diversas entidades, confirmar e corrigir os dados não tem permitido disponibilizar o relatório da qualidade de serviço de âmbito comercial a tempo da apreciação da proposta de tarifas e preços de gás natural.

Contudo, é possível dar prioridade à disponibilização atempada de análises e conclusões sobre temas específicos ou entidades que o CT possa considerar mais relevantes para a apreciação referida.