

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL
PARA O ANO GÁS 2020-2021

Junho 2020

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	Evolução das Tarifas de Gás Natural.....	2
0.2	Proveitos permitidos e proveitos a recuperar no setor do gás natural.....	9
1	INTRODUÇÃO	15
2	PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS NATURAL	17
2.1	Determinantes da evolução dos proveitos permitidos	17
2.2	Atividades reguladas.....	42
2.3	Proveitos para cada atividade.....	46
2.3.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	47
2.3.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	48
2.3.3	Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	49
2.3.4	Gestão Técnica Global do SNGN.....	50
2.3.5	Transporte de gás natural.....	52
2.3.6	Distribuição de gás natural	53
2.3.7	Compra e Venda de gás natural.....	58
2.3.8	Comercializador de último recurso grossista.....	59
2.3.9	Comercializador de último recurso retalhista.....	60
2.3.10	Parâmetros para a definição das tarifas	65
2.4	Compensação e transferências entre entidades reguladas	72
2.4.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição.....	72
2.4.2	Transferência dos Comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição.....	73
2.4.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição.....	75
2.4.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP.....	75
2.4.3.2	Financiamento da tarifa social.....	75
2.4.4	Compensações e transferências dos Comercializadores	83
2.4.5	Transferência entre o operador de terminal de GNL e o operador da rede de transporte.....	86
2.4.6	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de armazenamento subterrâneo.....	87
3	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2020-2021	89
3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.....	94

3.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL.....	94
3.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL.....	95
3.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL.....	96
3.1.4	Preços dos Serviços Agregados.....	97
3.1.5	Preço de Trocas Reguladas de GNL	97
3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	99
3.3	Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador.....	100
3.4	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural ...	101
3.4.1	Tarifa de Operação Logística de mudança de Comercializador	101
3.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	102
3.4.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	104
3.4.3.1	Preços dos produtos de capacidade firme	104
3.4.3.2	Preços dos produtos de capacidade interruptível	109
3.4.3.3	Preços para clientes e operadores das redes de distribuição.....	114
3.4.3.4	Preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito.....	115
3.5	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.....	116
3.5.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	116
3.5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	117
3.5.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	119
3.5.4	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	120
3.5.4.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	121
3.5.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >.....	122
3.5.4.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <.....	124
3.6	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	124
3.6.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	124
3.6.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	125
3.6.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	126
3.6.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	126
3.6.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10000 m ³	127
3.7	Tarifas de Acesso às Redes.....	128
3.7.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte.....	128
3.7.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	129

3.7.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	132
3.8	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	133
3.8.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³	135
3.8.2	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	136
3.9	Tarifa Social	138
3.9.1	Tarifa Social de Acesso às Redes	140
3.9.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	141
4	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2020-2021.....	143
4.1	Enquadramento regulamentar	143
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas	143
4.3	Preços a vigorar no ano gás 2020-2021	144
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural	144
4.3.2	Encargos com a rede a construir	146
4.3.3	Preço de leitura extraordinária	146
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	147
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)	147
4.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural	148
5	CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA.....	151
6	ANÁLISE DE IMPACTES.....	157
6.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade	158
6.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes	162
6.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de Acesso Às Redes	162
6.2.2	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2020-2021	166
6.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	168
6.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	168
6.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	173
6.3.3	Evolução do preço médio das Tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais em BP< entre o ano gás 2008-2009 e o ano gás 2020-2021	174
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	176

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	176
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	177
6.5	Impacte das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	177
ANEXOS.....		185
ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES.....		187
ANEXO II SIGLAS		191
ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES		197

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Decomposição da variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano.....	4
Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	4
Quadro 0-3 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes.....	6
Quadro 0-4 - Impactes das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre.....	7
Quadro 0-5 - Impactes das tarifas de Acesso às Redes e da componente de energia nos preços do Mercado Livre	7
Quadro 0-6 - Variação tarifária das tarifas por atividade.....	8
Quadro 0-7 - Variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	8
Quadro 0-8 - Decomposição da variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	9
Quadro 0-9 - Variação tarifária da tarifa de Comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	9
Quadro 0-10 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2020-2021 por atividade.....	12
Quadro 0-11 - Proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021 por atividade.....	13
Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB.....	19
Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas.....	19
Quadro 2-3 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás natural...24	
Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2020-2021.....	28
Quadro 2-5 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos.....	29
Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas.....	30

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados	31
Quadro 2-8 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2020-2021	33
Quadro 2-9 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2020-2021.....	34
Quadro 2-10 - Transferências para a parcela I da UGS	36
Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021	37
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021	38
Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021	38
Quadro 2-14 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021.....	39
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.....	42
Quadro 2-16 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural.....	43
Quadro 2-17 - Proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	47
Quadro 2-18 - Proveitos da REN Armazenagem	48
Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	49
Quadro 2-20 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	51
Quadro 2-21 - Proveitos da atividade de Transporte de gás natural	52
Quadro 2-22 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural	54
Quadro 2-23 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás natural	58
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.....	59
Quadro 2-25 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural de Comercializador de Último Recurso retalhista	61
Quadro 2-26 - Proveitos da função de Comercialização de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista.....	63
Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2020-2021.....	65
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2020-2021	68
Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2020-2021	69
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador a vigorar no ano gás 2020-2021	69

Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do SNGN a vigorar no ano gás 2020-2021.....	69
Quadro 2-32 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2020-2021.....	69
Quadro 2-33 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2020-2021	70
Quadro 2-34 - Parâmetros do Comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2020-2021.....	71
Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2020-2021	72
Quadro 2-36 - Compensação entre os ORD no ano gás 2020-2021	73
Quadro 2-37 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2020-2021	74
Quadro 2-38 - Transferências do sobreproveito.....	74
Quadro 2-39 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2020-2021.....	75
Quadro 2-40 - Descontos previstos para o ano gás 2020-2021, no âmbito da tarifa social	76
Quadro 2-41 - Repartição do financiamento da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado, no ano gás 2020-2021	77
Quadro 2-42 - Ajustamento do financiamento da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado para 2018.....	78
Quadro 2-43 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2018	79
Quadro 2-44 - Ajustamento do financiamento da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado estimado para 2019.....	80
Quadro 2-45 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2019	81
Quadro 2-46 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2020-2021...83	83
Quadro 2-47 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II	84
Quadro 2-48 - Transferências relativas à UGS I	85
Quadro 2-49 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	85
Quadro 2-50 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG.....	85
Quadro 2-51 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem.....	86
Quadro 2-52 - Transferências entre o operador da rede de transporte o operador terminal de GNL ...87	87
Quadro 2-53 - Transferências entre o operador de armazenamento subterrâneo e operador da rede de transporte	88
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas.....	90
Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de recepção de GNL	95

Quadro 3-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL	95
Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL	95
Quadro 3-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN	96
Quadro 3-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL.....	96
Quadro 3-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas	97
Quadro 3-8 - Preços dos serviços agregados	97
Quadro 3-9 - Preço das trocas reguladas de GNL	99
Quadro 3-10 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	100
Quadro 3-11 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	100
Quadro 3-12 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	101
Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	101
Quadro 3-14 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	103
Quadro 3-15 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	103
Quadro 3-16 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	103
Quadro 3-17 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema	104
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada	106
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de saída	107
Quadro 3-20 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de interface com a rede de transporte.....	108
Quadro 3-21 - Preços de reserva da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos ponto de entrada da rede de transporte.....	113
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos ponto de saída da rede de transporte.....	114
Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (redes de distribuição, clientes em AP e instalações abastecidas por UAG).....	115
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	117
Quadro 3-25 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição.....	118
Quadro 3-26 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição.....	118
Quadro 3-27 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição.....	119
Quadro 3-28 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	120

Quadro 3-29 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP ...	121
Quadro 3-30 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	122
Quadro 3-31 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	122
Quadro 3-32 - Preços da tarifa de URD em BP >.....	123
Quadro 3-33 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	123
Quadro 3-34 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	123
Quadro 3-35 - Preços da tarifa de URD em BP <.....	124
Quadro 3-36 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	125
Quadro 3-37 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	126
Quadro 3-38 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	126
Quadro 3-39 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	127
Quadro 3-40 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	127
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 2020-2021.....	128
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2020-2021	128
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2020-2021	128
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2020-2021.....	129
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2020-2021 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	129
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2020-2021 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	129
Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2020-2021.....	130
Quadro 3-48 - 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 2020-2021 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	130

Quadro 3-49 - 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 2020-2021 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	130
Quadro 3-50 - 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 2020-2021	131
Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2020-2021.....	133
Quadro 3-52 - Fatores de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2020	135
Quadro 3-53 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2020	135
Quadro 3-54 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	136
Quadro 3-55 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	137
Quadro 3-56 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural.....	139
Quadro 3-57 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	140
Quadro 3-58 - Desconto da tarifa social	140
Quadro 3-59 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais	141
Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2020-2021)	145
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2020-2021)	146
Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2020-2021).....	146
Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2020-2021).....	147
Quadro 4-5 - Valores de referência	149
Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência	150
Quadro 5-1 – Evolução das quantidades e custos de transporte de GNL.....	152
Quadro 6-1 - Consumidores tipo do simulador de preços de energia da ERSE	178
Quadro 6-2 - Fatura total anual no ano gás 2020-2021 das melhores ofertas comerciais de cada comercializador com o impacte da tarifa de Acesso às Redes.....	180
Quadro 6-3 - Fatura total anual no ano gás 2020-2021 das melhores ofertas comerciais de cada comercializador com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia	182
Quadro 6-4 - Decomposição do impacte na fatura total anual das ofertas do mercado liberalizado ..	183

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	5
Figura 0-2 - Evolução das variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes.....	6
Figura 0-3 - Réditos do setor do gás natural.....	10
Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses	21
Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent.....	22
Figura 2-3 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	23
Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil.....	25
Figura 5-1 – Custo aceite com transporte de GNL em camião cisterna e custo com a tarifa de acesso	154
Figura 6-1 – Explicitação da variação tarifária	158
Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão.....	159
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	160
Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	161
Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....	161
Figura 6-6 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais ≤ 10 000 m ³	162
Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente	163
Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores	164
Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão	164
Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	165
Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	165
Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	166
Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes	167
Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	167
Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	168
Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, no ano gás 2020-2021.....	169

Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão, no ano gás 2020-2021	170
Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores	171
Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP	171
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP	172
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>	172
Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<	173
Figura 6-23 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.....	174
Figura 6-24 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2020).....	175
Figura 6-25 - Evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2020).....	175
Figura 6-26 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	176
Figura 6-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	177
Figura 6-28 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo	179

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem no ano gás 2020-2021, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a 31 de março de 2020 à apreciação do Conselho Tarifário e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021”. 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 elabora a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2020-2021 e publica a respetiva diretiva em Diário da República, conforme dispõe o Regulamento Tarifário e os seus Estatutos.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2020-2021 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 2020-2023. 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 2020-2021, que vigoram entre 1 de outubro de 2020 e 30 de setembro de 2021¹.

Refira-se que o cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano gás 2020-2021 foi efetuado num momento absolutamente excecional, cujos efeitos nos mercados financeiros, dos combustíveis, bem como nas previsões de procura de gás natural, são desconhecidos e difíceis de prever. Contudo, refira-se, igualmente, que as tarifas constantes deste documento serão aplicadas a partir de outubro de 2020, pelo que se espera que os principais efeitos económicos e sociais da pandemia provocada pela COVID-19 já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021 são:

1. Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021;

¹ O atual período de vigência de aplicação das tarifas é coincidente com o ano de atribuição de capacidade: das 05h00 UTC (sigla inglesa para “Universal Time Coordinated” – tempo universal coordenado) de 1 de outubro de 2020 às 05h00 UTC de 1 de outubro de 2021, nos termos do Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março de 2017.

2. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural;
3. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021;
4. Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021.

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE GÁS NATURAL

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2020-2021, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente, e pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifa 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.
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa de Acesso às Redes.
- Tarifa Social de Acesso às Redes.
- Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

TARIFAS TRANSITÓRIAS E TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2022.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais que, durante um período transitório, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

No que se refere aos restantes níveis de pressão, as tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em Alta Pressão encontram-se extintas desde julho de 2012. Adicionalmente, verifica-se que não há fornecimentos em Média Pressão (MP) a serem efetuados por comercializadores de último recurso, pelo que se deixam de publicar as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MP.

Na sequência da baixa de preços do gás natural nos mercados internacionais, a ERSE aprovou uma descida do preço da tarifa de energia aplicada ao mercado regulado, de 2 euros por MWh, a vigorar entre 1 de julho e 30 de setembro de 2020 (último trimestre do ano gás 2019-2020). Esta atualização decorre do

mecanismo de adequação da tarifa de energia, aprovado recentemente pela ERSE após consulta pública², que estabelece uma monitorização trimestral desta tarifa e um mecanismo de revisão da mesma. A alteração da tarifa de energia reflete-se diretamente na tarifa transitória de venda a clientes finais e na tarifa social de venda a clientes finais. Neste período, as restantes tarifas reguladas pela ERSE que não dependem da tarifa de energia mantêm-se inalteradas.

A variação tarifária no ano gás 2020-2021 resulta da variação entre junho e julho de 2020 (-3,3%), dada a atualização trimestral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de julho de 2020, e da variação entre setembro e outubro de 2020 (-2,2%), conforme Quadro 0-1.

Quadro 0-1 - Decomposição da 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 Jul 2020 / Jun 2020	Variação Out 2020 / Set 2020
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	-3,3%	-2,2%

Em resultado da alteração de tarifas em julho e em outubro de 2020 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 outubro de 2020, corresponde a um decréscimo de 4,6%, face aos valores do ano gás 2019-2020.

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

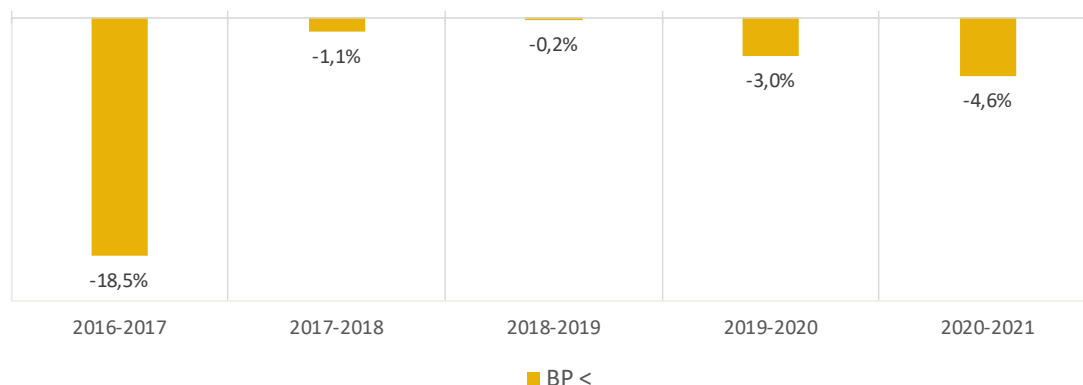
Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Consumo > 10 000 m ³ /ano	-4,6%

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para os consumidores finais em Baixa Pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, desde o ano gás 2016-2017 até ao ano gás 2020-2021. O valor da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais no ano gás

² Mecanismo aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril.

2019-2020 considera já o efeito da revisão trimestral das tarifas em julho, sendo calculado através da ponderação dos preços em vigor nos vários trimestres do ano gás 2019-2020.

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



As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que vigoram entre 1 de outubro de 2020 e 30 de setembro de 2021, 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 4131/2020, de 30 de março.

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.

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Em regime de mercado os preços de venda a clientes finais são negociados 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 depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, com a operação logística de mudança de comercializador e com a gestão

global do sistema. A variação das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2020, consta do quadro seguinte.

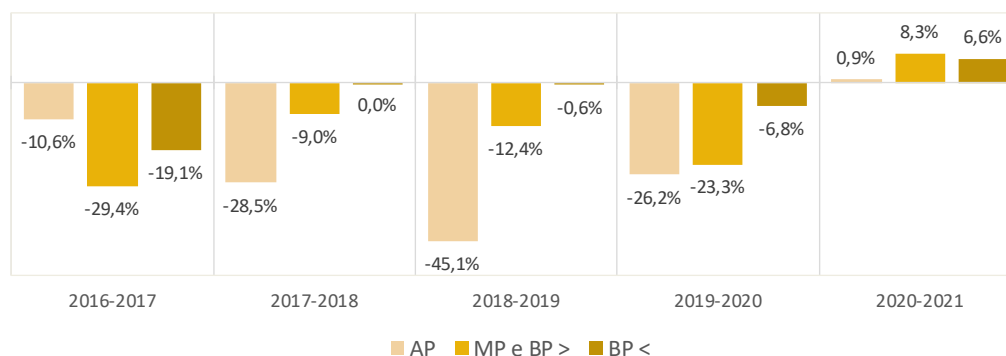
Quadro 0-3 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	0,9%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m ³ /ano)	8,3%
Clientes em BP < (< 10 000 m ³ /ano)	6,6%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

A Figura 0-2 ilustra as variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes, entre o ano gás 2016-2017 e o ano gás 2020-2021, para os diferentes níveis de pressão.

Figura 0-2 - Evolução das variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes



IMPACTE NOS PREÇOS DO MERCADO LIVRE

No Quadro 0-4 apresenta-se o impacte da variação das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre. Este impacte varia entre 0%, para os fornecimentos em Alta Pressão, e os 3,2%, para os fornecimentos em Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 0-4 - Impactes das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre

Impacte das Tarifas de Acesso às Redes	Impacte no Mercado Livre
Cientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	0,0%
Cientes em MP e BP (> 10 000 m ³ /ano)	1,2%
Cientes em BP (< 10 000 m ³ /ano)	3,2%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

A inclusão do impacte esperado na componente de energia, que é negociada livremente entre os comercializadores e os consumidores, faz com que sejam esperadas reduções nos preços praticadas no mercado livre, conforme Quadro 0-5, podendo estas variações variar de comercializador para comercializador, de acordo com as respetivas estratégias de aprovisionamento de gás natural. Para determinar este impacto admite-se que cada comercializador do mercado livre atualiza o preço de energia no mesmo valor unitário que a variação da tarifa de energia aplicada pelo Comercializador de Último Recurso³.

Quadro 0-5 - Impactes das tarifas de Acesso às Redes e da componente de energia nos preços do Mercado Livre

	AP * (> 50 milhões m ³ /ano)	MP e BP > > 10 000 m ³ /ano	BP ≤ 10 000 m ³ /ano
Energia e Comercialização	-21,0%	-17,7%	-7,5%
Acesso	0,0%	1,2%	3,2%
Preços de Mercado	-21,0%	-16,5%	-4,3%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

TARIFAS POR ATIVIDADE

No Quadro 0-6 apresenta-se a variação tarifária 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, da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de

³ Para o ano gás 2020-2021 a tarifa de energia do CUR reflete na tarifa de energia a variação anualizada entre os anos gás 2019-2020 e 2020-2021, integrando a redução de -8,9% em julho de 2020.

Operação Logística de Mudança de Comercializador, que condicionam a variação das tarifas de acesso às redes apresentadas anteriormente.

Quadro 0-6 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	4,2%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-1,1%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-56%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-24%
Tarifa de Uso Global do Sistema	836%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	5,6%

As variações apresentadas são condicionadas em grande medida pela evolução dos proveitos permitidos das atividades reguladas, encontrando-se a análise dos mesmos detalhada no documento complementar “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

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 outubro de 2020 corresponde a um decréscimo de 21,7%, face aos valores do ano gás 2019-2020.

Quadro 0-7 - Variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-21,7%

A variação tarifária apresentada anteriormente resulta da variação tarifária entre junho e julho de 2020 (-8,9%), dada a atualização trimestral da tarifa de Energia a partir de 1 de julho de 2020, e da variação entre setembro e outubro de 2020 (-16,0%).

Quadro 0-8 - Decomposição da variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação Jul 2020/Jun 2020	Variação Out 2020/Set 2020
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-8,9%	-16,0%

No Quadro 0-9 apresenta-se a variação da tarifa de Comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.

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

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	1,1%

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.

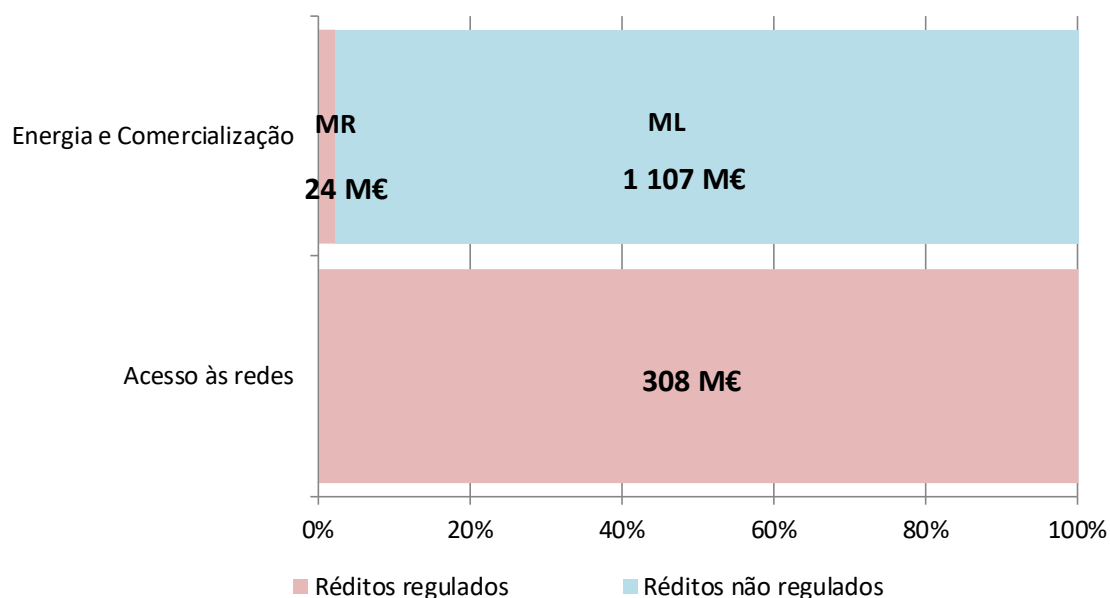
0.2 PROVEITOS PERMITIDOS E PROVEITOS A RECUPERAR NO SETOR DO GÁS NATURAL

A Figura 0-3 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 até 1 439⁴ milhões de euros.

A faturação global das empresas do setor do gás natural compreende os proveitos permitidos, réditos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre, réditos não regulados. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos dos Comercializadores de Último Recurso (que aplicam as tarifas transitórias de venda a clientes finais) associados à compra de gás natural e à atividade de comercialização e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

⁴ Sendo este valor estimado tendo por base os custos regulados do ano gás 2020-2021, tanto para as atividades associadas aos acessos às infraestruturas em alta, média e baixa pressão, como para as atividades de comercialização.

Figura 0-3 - Réditos 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 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”, e “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021”, que acompanham este documento, e do documento dos “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

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 0-10 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2020-2021, por atividade.

O ano gás 2020-2021 é o primeiro ano de aplicação plena dos parâmetros definidos para o 5º período regulatório, que entraram em vigor a 1 de janeiro de 2020, e que marcaram a redefinição das bases de custos das várias atividades reguladas, e o estabelecimento das metas de eficiência a aplicar ao OPEX no período regulatório 2020 a 2023.

Ao nível dos custos de investimento, a tendência de uma melhor adequação entre o nível de investimento e o nível de procura tem resultado numa maior racionalidade dos investimentos tanto ao nível das infraestruturas de Alta Pressão, como ao nível das redes de Distribuição. 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.

Um dos fatores que contribuiu para que os proveitos permitidos de 2020-2021 não apresentem uma redução relativamente ao ano gás anterior, ao contrário do sucedido nos anos gás mais recentes, foi o facto dos ajustamentos considerados nos proveitos a recuperar pelas tarifas, apesar de na sua globalidade totalizarem cerca de 18 milhões de euros a favor consumidores, apresentam-se bastante inferiores ao valor do ano anterior, em que tinham ascendido a cerca de 59 milhões de euros também a favor dos consumidores. Acresce que, enquanto nas atividades de Alta Pressão os ajustamentos mantiveram-se no sentido de devolução de valores aos consumidores, ao nível da atividade de Distribuição de gás natural os ajustamentos passaram a ser a favor das empresas, invertendo a tendência do ano anterior e aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede Distribuição.

Quadro 0-10 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2020-2021 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos a recuperar Tarifas 2020-2021	Proveitos a recuperar Tarifas 2019-2020	Variação	
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL [a]		31 114	23 865	7 249	30,4%
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural [b]		13 470	12 627	844	6,7%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural [c]		56 300	76 937	-20 637	-26,8%
Proveitos da atividade de Transporte de gás natural		30 190	73 191	-43 002	-58,8%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		32 589	9 649	22 940	237,7%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		-6 956	-6 510	-446	6,9%
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		478	607	-129	-21,3%
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador		478	607	-129	-21,3%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural		225 162	212 098	13 064	6,2%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		10 999	1 436	9 562	665,7%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		13 946	3 982		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]		1 383	928		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II-> da tarifa de UGS		-4 834	-10 862	6 028	-55,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II-> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-3 498	-3 283		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II-> da tarifa de UGS [e]		1 335	7 579		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II-<		3 696	4 309	-613	-14,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II-< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-688	-664		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II-< da tarifa de UGS [f]		-4 384	-4 973		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		9 623	19 562	-9 939	-50,8%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		9 542	18 791		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [g]		-81	-771		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		391	677		
Custos do operador da rede de distribuição k, decorrente da aplicação da tarifa de OLMC, previstos para o ano gás t		478	607		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC [h]		87	-70		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural [i]		205 287	196 975	8 311	4,2%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista [j]		15 673	21 162	-5 490	-25,9%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		15 673	21 162	-5 490	-25,9%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso					
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		5 241	5 864	-623	-10,6%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		2 709	3 479	-770	-22,1%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 351	2 205	146	6,6%
Proveitos da função de Comercialização [k]		180	179	1	0,5%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		43 519	48 755	-5 236	-10,7%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		12 963	17 683	-4 720	-26,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		23 815	23 809	6	0,0%
Proveitos da função de Comercialização [l]		6 740	7 263	-523	-7,2%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]		330 424	336 317	-5 892	-1,8%

O Quadro 0-11 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

Quadro 0-11 - Proveitos permitidos para o ano gás 2020-2021 por atividade

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2020-2021
Proveitos do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	35 269
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural	[b]	9 315
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	80 822
Proveitos da atividade de Transporte de gás natural		55 537
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		25 285
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]	478
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	[e]	212 992
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		-1 383
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-1 335
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		4 384
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		81
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		-87
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		211 332
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	20 932
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		20 932
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		-649
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		18 624
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		2 351
Proveitos da função de Comercialização	[g]	-21 624
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		38 452
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		-15 167
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		23 815
Proveitos da função de Comercialização	[h]	29 803
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		367 987

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-10 resultam de:

- transferências, por parte dos CUR, no âmbito das parcelas I e II da atividade de UGS;
- não inclusão no total dos proveitos permitidos, 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 das atividades de Gestão Técnica Global do SNGN, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Transporte, do ORT, para os ORD;

- não inclusão no total dos proveitos permitidos 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 das atividades de Gestão Técnica Global do SNGN, Operação Logística de Mudança de Comercializador, Transporte e Distribuição, 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 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”, que acompanha estas tarifas.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a ERSE submeteu, em 31 de março de 2020, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e às empresas reguladas, para comentários, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021”. 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 140/2006⁵, de 26 de julho e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho⁶.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2020-2021 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2018, os estimados para o ano 2019 e os previsionais dos anos de 2020 e de 2021 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.

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:

⁵ Na redação atual do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

⁶ 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.

- o capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2020-2021;
- no capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2020-2021, de acordo com o Regulamento Tarifário;
- no capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2020-2021, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais;
- no capítulo 5, o custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna;
- por último, no capítulo 6 é feita uma análise das variações tarifárias.

2 PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS NATURAL

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.

Alguns dos 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 estes determinantes podemos acrescentar as metodologias regulatórias aplicadas para a definição dos proveitos permitidos⁷, 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 custos⁸, 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 verificado nesse período e perspectivado 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.

⁷ Apresentadas no ponto 2.2 deste documento.

⁸ Variáveis físicas às quais estão associadas a evolução dos proveitos permitidos e que refletem a atividade das empresas.

DETERMINANTES ASSOCIADAS A FATORES NÃO CONTROLÁVEIS PELAS EMPRESAS E PELO REGULADOR

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

– *Deflatores do PIB*

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

Deste modo, e sendo o gás natural, 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, nomeadamente o efeito preço.

A ERSE avalia as previsões das empresas para o deflator do PIB utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para os anos de 2020 e 2021, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões utilizadas pela ERSE.

Note-se que as previsões para o deflator do PIB não incorporam o atual contexto económico-financeiro extremamente incerto, quando é ainda muito difícil antecipar os efeitos e impacte temporal da atual crise de saúde pública. Com efeito, no comunicado lançado pelo Banco de Portugal relativo à publicação do boletim económico de março de 2020⁹, a referida instituição destaca que esse exercício de projeção para a economia portuguesa foi caracterizado por um ambiente complexo e de incerteza exacerbada. Nesse boletim, o Banco de Portugal perspetiva uma deterioração abrupta e significativa do nível de atividade da economia portuguesa em 2020, em resultado do impacto económico da pandemia COVID-19 (contração de 3,7% no cenário base e de 5,7% no cenário adverso).

As previsões de organismos internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2020 e 2021, são apresentadas no Quadro 2-1.

⁹ <https://www.bportugal.pt/comunicado/comunicado-do-banco-de-portugal-sobre-o-boletim-economico-de-marco-de-2020>

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	FMI	CE	OCDE
2020	1,5	1,5	0,5
2021	1,5	1,6	1,0

Fontes: FMI - World Economic Outlook database, outubro 2019¹⁰; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, novembro 2019; OCDE - *Economic Outlook* dezembro 2019;

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2020 como para o ano de 2021, como se esquematiza no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas

	2020	2021
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,7%	1,7%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,7%	1,7%
Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,7%	1,7%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,7%	1,7%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,7%	1,7%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,7%	1,7%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,7%	1,7%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,7%	1,7%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,7%	1,7%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,7%	1,7%
REN Armazenagem, S.A.	1,5%	1,6%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1,5%	1,6%
REN Gasodutos, S.A.	1,5%	1,6%
REN Portgás Distribuição S.A.	1,2%	1,2%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,7%	1,7%
Setgás Comercialização, S.A.	1,7%	1,7%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,7%	1,7%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,7%	1,7%
Transgás, S.A.	1,7%	1,7%

¹⁰ <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2019/02/weodata/weoselgr.aspx>

O IPIB adotado pela ERSE para 2020 e 2021 é de 1,5% e 1,6%, respetivamente, e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de novembro de 2019. Estes valores são muito próximos dos valores previstos pelas empresas.

– *Custos de aquisição do gás natural*

A presente análise efetua-se no decorrer de um momento absolutamente excepcional, cujos efeitos nos mercados dos combustíveis, e o seu prolongamento no tempo, são desconhecidos e difíceis de prever. É de realçar que o custo do gás natural que se estima será aplicado a partir de outubro de 2020, pelo que se espera que os efeitos colaterais da crise da COVID-19 já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados.

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 Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente, associa o preço de aquisição de gás natural à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos contratos de *take-or-pay*.

Até dezembro de 2020 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). No final de 2020 termina o contrato com a Sonatrach (via gasoduto). Desta forma, o contrato da Sonatrach apenas será tido em conta nas previsões do custo do gás natural até ao final de 2020.

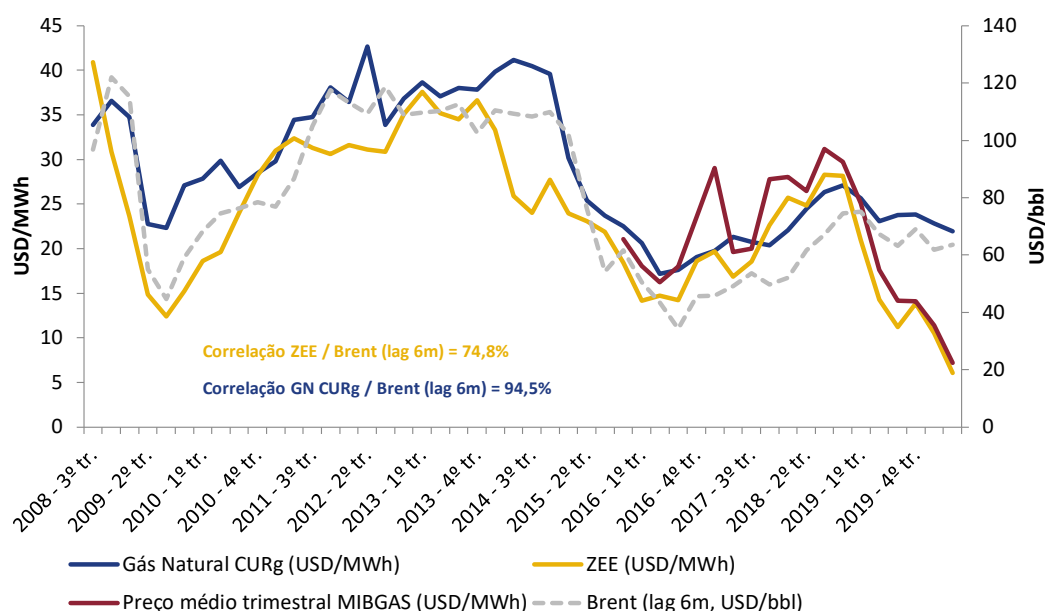
A Figura 2-1 apresenta a evolução dos preços do gás natural nos mercados *Zeebrugge*, do MIBGAS, do custo do gás natural em Portugal para os CUR e do petróleo Brent, em base trimestral, considerando um desfasamento temporal de 6 meses entre o preço do petróleo e os preços dos restantes produtos, sendo também apresentadas as respetivas correlações¹¹. Se se considerar o desfasamento entre o preço do petróleo, a correlação entre a média móvel de 6 meses do preço do petróleo, desfasada um trimestre e o preço médio trimestral do gás natural em Portugal para os CUR é de 95%, uma correlação bastante elevada.

¹¹ 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.

Esta correlação justifica-se, em grande parte, pelo facto do preço dos contratos de *take-or-pay* estarem indexados ao preço do petróleo ou aos seus derivados com desfasamento entre 6 e 12 meses, consoante os contratos.

Observa-se igualmente que os preços do gás natural nos mercados grossistas estão significativamente menos correlacionados com o do petróleo, do que se verifica no caso do custo de aquisição do CURg.

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



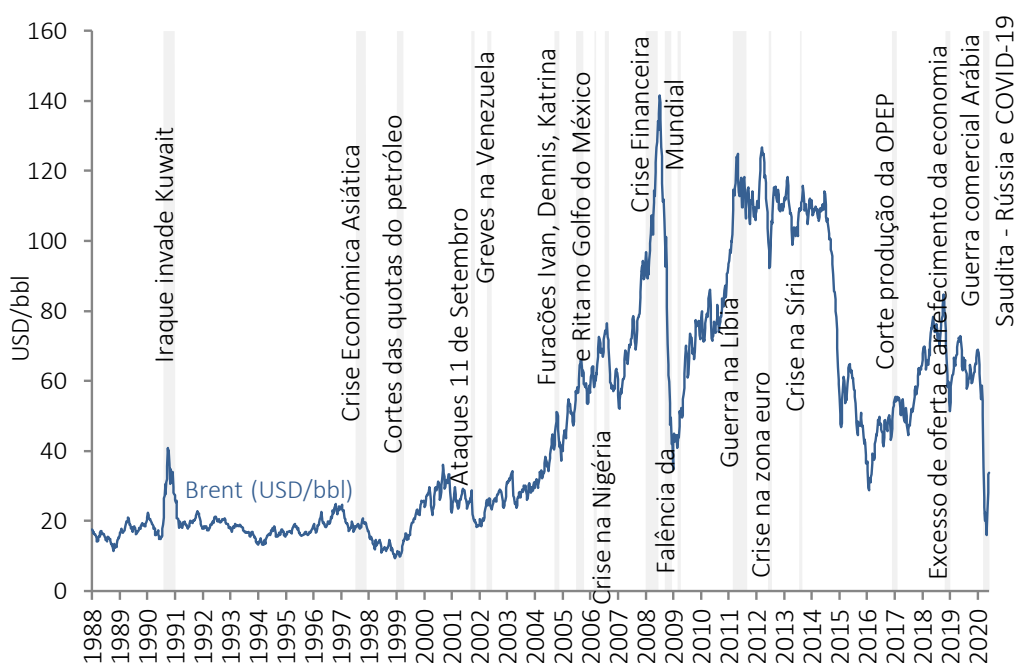
Nota: Não é apresentada a correlação com o MIBGAS por ter um número reduzido de observações, sendo que a correlação obtida com estes dados não foi significativa.

Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 2-2 podemos observar os principais eventos de relevância na evolução do preço do petróleo (representado no caso particular pela cotação do Brent) nos últimos 30 anos. A partir de 2002, a evolução do preço do petróleo (USD/bbl) foi marcada por uma subida acentuada e uma maior volatilidade, com o preço do Brent a atingir um máximo de 141 USD/bbl no início de julho de 2008. Nos anos compreendidos entre 2011 e 2014 registou-se uma cotação média do Brent de 108 USD/bbl. No período entre 2015 e 2017, as médias anuais verificadas foram bastante inferiores, entre 44 USD/bbl e 54 USD/bbl, período durante o qual o Brent registou um valor mínimo de 12 anos, no início de 2016, com uma cotação de 27 USD/bbl. Nos anos de 2018 e 2019, as médias anuais da cotação do Brent observaram uma subida, para valores de

71 USD/bbl e 64 USD/bbl, respetivamente. No mês de março de 2020 a pandemia da COVID-19, agravada pela Guerra comercial entre a Arábia Saudita e a Rússia, levou a uma queda drástica e abrupta da cotação do petróleo, com o Brent a registar valores abaixo dos 30 USD/bbl, uma redução de 53% face ao preço médio de 2019. Em abril de 2020 a cotação do Brent registou um mínimo de 21 anos, com um valor de 11,4 USD/bbl. Durante o mês de maio de 2020, após os novos cortes anunciados pela OPEP e com a reabertura gradual e o levantamento de parte das restrições de algumas economias mundiais, a cotação do Brent subiu para valores acima dos 30 USD/bbl.

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

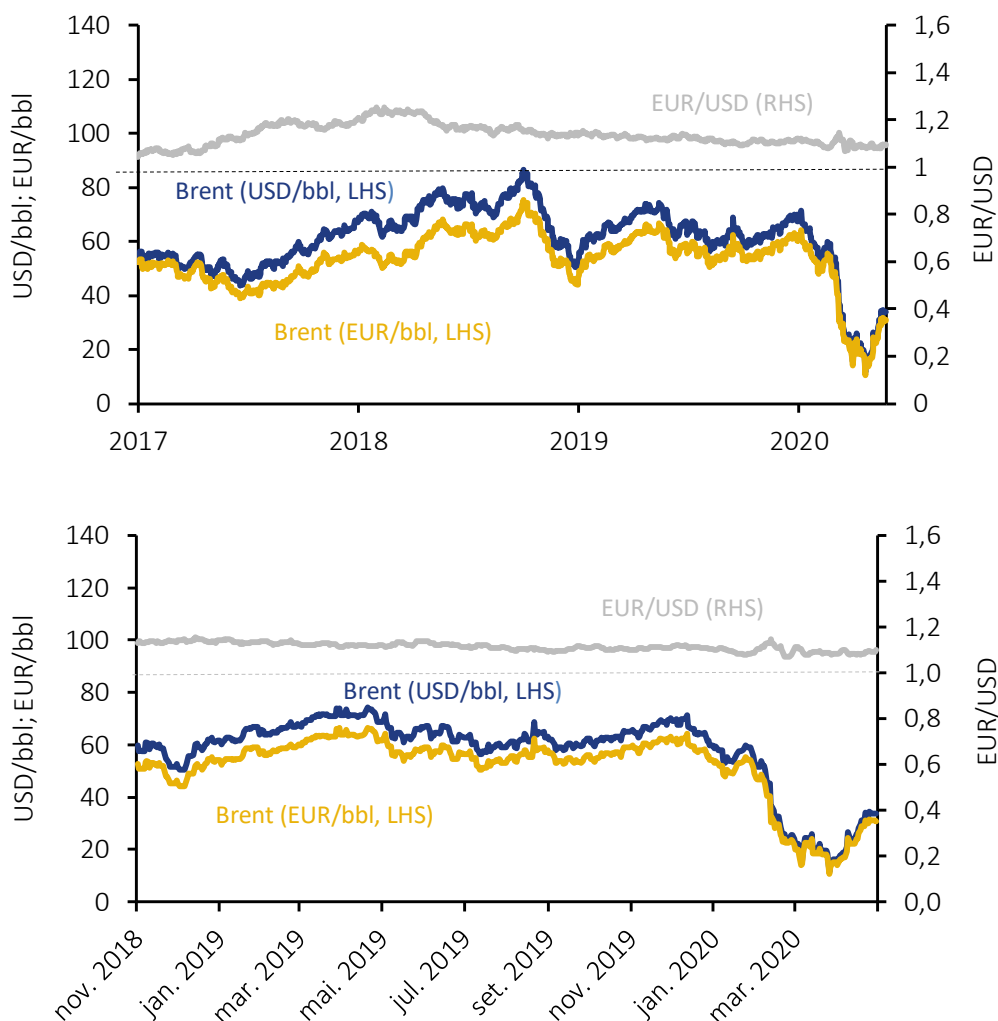


Fonte: ERSE, EIA

De modo a avaliar o impacto da evolução do preço do petróleo nos custos da energia em Portugal, visto que o preço do gás natural é pago em dólares americanos, torna-se também relevante analisar a recente evolução da cotação do EUR/USD e a evolução do preço do petróleo sem o efeito cambial. A Figura 2-3 apresenta a evolução da cotação do EUR/USD e do preço do barril de petróleo em dólares e em euros ao longo dos últimos anos. A evolução da cotação do EUR/USD tem sido relativamente estável ao longo do período em análise, tendo a o preço do barril de petróleo em dólares e em euros observado trajetória que não divergem significativamente. No início de 2020 observou-se uma volatilidade superior em resultados

da incerteza em torno do impacte nas economias da COVID-19 e das medidas que irá ser necessárias tomar para minimizar esse impacte.

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



Fonte: ERSE, Reuters

Tal como foi salientado atrás, a presente análise efetua-se no decorrer de um momento absolutamente excecional, cujos efeitos nos mercados dos combustíveis, e o seu prolongamento no tempo, são desconhecidos e difíceis de prever. É de realçar que o custo do gás natural que se estima será aplicado a partir de outubro de 2020, pelo que se espera que os principais efeitos colaterais da crise da COVID-19 já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados.

Face ao exposto, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2020 e 2021 foi de: i) 1,69899 cent€/kWh, para 2020 e de ii) 1,72901 cent€/kWh, para 2021, ambos considerados à saída.

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infraestruturas de gás natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário. Os valores considerados para o custo unitário de aquisição do gás natural e para a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás natural

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2020-2021
Custo unitário terminal GNL	0,02577
Custo unitário armazenamento subterrâneo	0,04395
Custo unitário imobilização Reserva Estratégica	0,00530
Custo unitário rede transporte	0,00668
Custo unitário (Custos Galp Gás Natural)	0,00866
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,09036
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	1,63115
Custo GN (Incluindo custos de ATR, cent€/kWh)	1,72151

Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

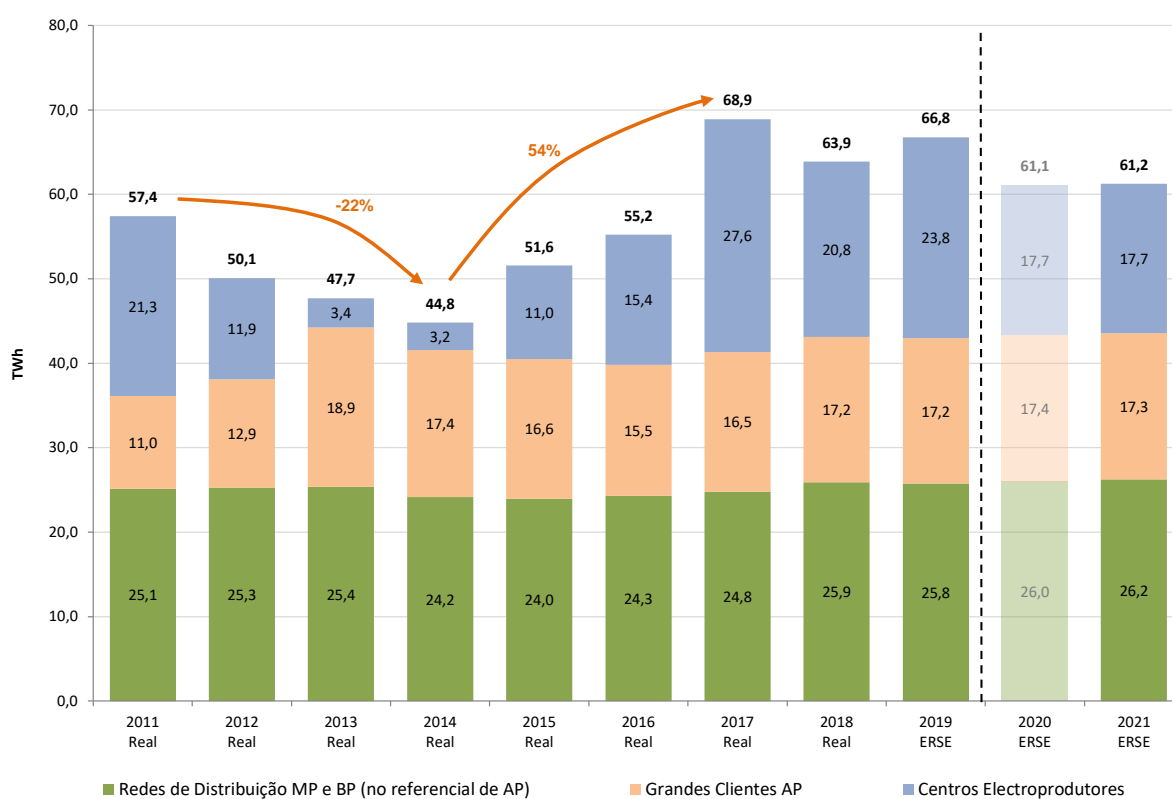
– *Procura de gás natural*

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás natural: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais ligados à rede de transporte em AP 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 de gás natural dos centros electroprodutores, que é motivada essencialmente por alterações conjunturais, mas também estruturais, no setor elétrico da Península Ibérica e da Europa.

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

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



Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam maior incerteza face ao atual enquadramento criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

Esta figura é elucidativa da oscilação do consumo de gás natural dos centros electroprodutores nos últimos anos e da estabilização ou ligeiro acréscimo do consumo dos grandes clientes em AP e do consumo agregado dos pequenos e médios consumidores abastecidos pelas redes de distribuição. Assim, para a definição de cenários futuros para a procura de gás natural, há a considerar diferentes realidades. Por um lado, uma parte do consumo que apresenta uma evolução com alguma previsibilidade e, por outro lado, o consumo dos centros electroprodutores, que é muito influenciado por fatores externos 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 crítica 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 e tendo em conta os dados físicos mais recentes, para que sejam consistentes no seu todo.

Nas previsões do consumo de gás natural dos centros electroprodutores para os anos de 2020 e 2021, deverá considerar-se a conjugação de um conjunto alargado de fatores que refletem a dinâmica do Setor Elétrico Nacional e as particularidades do sistema electroprodutor. Esses fatores são, designadamente:

- (i) as incertezas do setor económico nacional e europeu face às medidas de contenção da propagação da COVID-19 em 2020, prevendo-se que em 2021 se retome as perspetivas de 2019;
- (ii) os efeitos da hidraulicidade que determinam as ofertas de produção hídrica em volume e em preço e, conseqüentemente, condicionam as possibilidades de colocação em mercado da produção das restantes tecnologias;
- (iii) a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;
- (iv) as particularidades da central da Turbogás, tendo em conta o vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime de *take-or-pay*, pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) para evitar uma situação de *pay*;
- (v) a política energética e ambiental a nível nacional e europeu, que favorecem a produção a gás natural em detrimento do carvão, que já se verificou nas taxas de utilização das centrais a carvão principalmente no 2.º semestre de 2019¹².

¹² Registe-se, por exemplo, as previsões de redução a médio prazo da potência térmica a carvão na Península Ibérica, devida essencialmente a 3 fatores; 1) implementação da política fiscal de agravamento do imposto (ISP) sobre o CO₂ (25% em 2019, 50% em 2020, 75% em 2021 e 100% em 2022) que afeta em particular a central de carvão de Sines; 2) o anúncio do governo de descomissionar a breve trecho de centrais a carvão nacionais (do Pego e de Sines até 31/12/2021 e 31/12/2023 respetivamente); 3) o anúncio de descomissionamento de centrais a carvão em Espanha até 2030

No atual contexto de grande incerteza, a ERSE optou por adotar para o ano de 2021 as previsões da REN para o consumo dos centros eletroprodutores que são mais conservadoras que o consumo ocorrido nos anos de 2018 e 2019.

No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, o consumo terá atingido um nível estável, sem entradas e saídas de instalações relevantes para o nível de consumo deste segmento e com a manutenção de um regime quase permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir os valores previstos pela REN para o ano gás 2020-2021, que incorporam os dados reais mais recentes deste segmento e confirmam esta estabilidade na evolução.

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 2020-2021, exceto para a Sonorgás. Para esta empresa, as previsões de procura associada aos novos polos de consumo foram revistas em baixa pela ERSE, face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 18 novos polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se 50% das previsões da empresa para os novos polos, quer para o consumo, quer para os pontos de abastecimento, para 2021.

Na atividade de Comercialização de Último Recurso retalhista, a ERSE assumiu as previsões indicadas pelas empresas para ambos os segmentos¹³, 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 2020-2021, 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.

¹³ Clientes com consumo superior a 10 000 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 2020-2021

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	8 139
	1.1 Campo Maior	8 139
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	55 430
	2.1 Injecções RNT	53 470
	2.2 Camião cisterna	1 961
4=1+2+3	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	4 004
	4 Total das Entradas no SNGN	67 574
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	65 613
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	1 268
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	4 004
	8 Centros electroprodutores	17 689
	9 Clientes industriais em AP	17 316
11=6+7+8+9+10	10 Redes de distribuição (interligadas)	25 276
	11 Total das saídas da RNTGN	65 553
	12 Variação das existências (Linepack)	-1
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	61
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	60 281
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	25 276
16	16 Redes abastecidas por UAG	909
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	26 185
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	17 780
	19 Clientes em BP	8 358
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	47
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	26 185

Nos documentos “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2020-2021” e “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2020-2021 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 2020-2021 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

		2018	2019
Deflator do PIB		1,41%	1,69%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	-0,173%	
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0,750%	
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1		-0,217%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

A definição do valor do *spread* para s-1 (2019) teve em conta as condições de financiamento das empresas e o atual contexto de crise de saúde pública provocada pela COVID-19. Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 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 2020-2023, 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 indutores¹⁴ de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Com base no trabalho efetuado, e apresentado no documento “Parâmetros de Regulação para o período de 2020 a 2023”, de maio de 2019, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as metas de eficiência a aplicar no novo período de regulação, 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, e os fatores de eficiência a aplicar ao período regulatório 2020-2023.

Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência Período Regulatório 2016- 2017 a 2018-2019	Metas de eficiência Período Regulatório 2020- 2023
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%	2,0%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%	3,0%
Transporte de gás natural	3,0%	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%	2,0%
Distribuição de gás natural	2,0% a 7,0%	2,0% a 5,0%
Comercialização	2,0%	2,0%

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

¹⁴ Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2018	Taxa 2019	Taxa estimada 2020	Taxa prevista 2021
Alta Pressão	5,52%	5,40%	4,53%	4,53%
Média e Baixa Pressão	5,82%	5,70%	4,73%	4,73%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC		4,40%	2,73%	2,73%

As taxas de remuneração dos ativos regulados variam tendo em conta as metodologias de indexação constante dos respetivos documentos de parâmetros: “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” e “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”.

Para o apuramento dos ajustamentos de 2018 e de 2019, as taxas foram calculadas de acordo com a metodologia do período regulatório que se iniciou no ano gás 2016-2017, do documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”. Para 2018 a taxa fixou-se em 5,52% na alta pressão e em 5,82% na média e baixa pressão. Para 2019, no cálculo dos ajustamentos, as taxas de remuneração foram calculadas tendo em conta a metodologia expressa, sendo estas taxas iguais a 5,40% na alta pressão e a 5,70% na média e baixa pressão.

Para o ano de tarifas 2020-2021 a taxa de remuneração prevista corresponde à metodologia dos novos parâmetros do setor do gás natural associados ao cálculo do custo de capital para o período 2020-2023 do corrente processo tarifário, sendo estas taxas iguais a 4,53% na alta pressão e a 4,73% na média e baixa pressão. Note-se que estas taxas representam uma estimativa que considera os valores das *yields* das OTs registados até finais de fevereiro, sendo posteriormente atualizadas em futuros exercícios tarifários de acordo com o mecanismo de indexação em vigor.

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 elétrico¹⁵.

¹⁵ 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.

O documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 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 2020-2021 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 anterior, e consiste na recuperação de parte dos proveitos da UGS I, através do Terminal de GNL ou em sentido contrário, a socialização de parte dos custos do Terminal de GNL, que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGS I. 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 2020-2021.

Quadro 2-8 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás 2020-2021

Unidade: 10 ³ 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	4 155
Total	4 155

A atividade de Armazenamento Subterrâneo viu 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.

Assim, é desejável que as infraestruturas nacionais se rejam por princípios regulatórios que não ponham em risco a sua sustentabilidade, designadamente quando a sua utilização é efetuada num contexto mais alargado, o do mercado ibérico de gás natural, em que existem infraestruturas semelhantes.

Com o objetivo de diminuir o impacto 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 Quadro 2-9 apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2020-2021, que à semelhança dos dois anos gás anteriores, 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 2020-2021

Unidade: 10 ³ EUR	
Transferências para a UGS I	Valor
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo	-4 155
Total	-4 155

No documento “Proveitos Permitidos do ano gás 2020-2021 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 da atividade de Transporte associados à procura de gás natural

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.

Por este motivo, a regulação da atividade de Transporte de gás natural inclui um mecanismo que visa atenuar o impacto da volatilidade da procura nos proveitos a recuperar pelas tarifas em cada ano, através do diferimento intertemporal de uma parte dos ajustamentos associados a desvios das previsões da procura, sempre que tais ajustamentos excedam um limite fixado pela ERSE.

Estes montantes diferidos são devolvidos nos 3 anos seguintes, sendo assegurada a neutralidade financeira para o operador e para o sistema tarifário. Refira-se, também, que o mecanismo é simétrico, ou seja, é ativado quer os ajustamentos excedam o limite no sentido de devolução ao operador, quer os ajustamentos excedam o limite no sentido da devolução ao sistema tarifário.

Os desvios da procura de gás natural estão essencialmente associados a fatores externos, nomeadamente, ao comportamento do mercado elétrico em Portugal e em Espanha, constatando-se que a forte penetração da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, levou a que o *mix* de produção tenha alterações relevantes de ano para ano. Esta alteração estrutural do sistema electroprodutor a nível ibérico, provocou uma forte dependência do consumo de gás natural dos centros eletroprodutores de ciclo combinado em relação à produção renovável e aos fatores climatéricos, não controláveis.

No entanto, é também verdade que as flutuações da procura de gás natural não se verificam apenas ao nível do mercado elétrico, ocorrendo, igualmente, ao nível do mercado convencional. Usualmente, para este tipo de consumidores as flutuações são menos acentuadas, mas situações excecionais com a que se observa correntemente com a crise pandémica da COVID-19, poderão igualmente levar a variações significativas dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição.

Na aplicação deste mecanismo para o exercício tarifário do ano gás de 2020-2021 obteve-se um desvio de proveitos associado à procura na rede de transporte de 15%, abaixo do limite de 20%, pelo que o mecanismo não foi ativado e não há montantes a diferir.

Por outro lado, nos anos gás de 2017-2018, 2018-2019 e 2019-2020, este mecanismo foi ativado no sentido de aumento dos proveitos da atividade de Transporte e originou montantes a entregar à empresa em cada um desses anos. No presente exercício tarifário para o ano gás de 2020-2021, a empresa pagará anuidades destes três diferimentos, resultando num efeito líquido nos proveitos da atividade de Transporte de 25 347 milhares de euros a devolver pela empresa ao sistema tarifário.

– ***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 CUR, dificilmente acompanhável por uma revisão da estrutura de custos desses comercializadores, pelo que se tornou necessário acautelar os interesses dos consumidores, dos 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 106.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.

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	1 258
Total	1 258

B) Sustentabilidade dos mercados livre e regulado

De modo a assegurar que a transição dos clientes com tarifa de venda a clientes finais regulada para o mercado se efetue sem pôr em causa a sustentabilidade quer do sistema em regime de mercado, quer do sistema regulado, garantindo neste processo a proteção dos interesses económicos dos clientes, em particular dos clientes domésticos, a ERSE no ano gás 2010-2011 passou a reconhecer na parcela II da tarifa de UGS os desvios positivos ou negativos dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural decorrente da aplicação da tarifa de Energia. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, com exceção dos centros electroprodutores.

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.

Relativamente aos 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 na parcela II da tarifa de UGS 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.

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 e 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 que a recuperação desses montantes estaria condicionada ao cumprimento da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual, que estabelece o pagamento da CESE sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*.

Registe-se que, até à data, a ERSE continua a não ter qualquer informação sobre o pagamento desses montantes.

Assim, no cumprimento do estabelecido legalmente, a ERSE no âmbito dos processos de cálculo das tarifas dos anos gás 2015-2016 a 2020-2021 cativou os montantes relativos ao montante total em dívida dos ajustamentos extraordinários da atividade de Compra e 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, previsto na Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho.

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 2020-2021.

Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021

Unidade: 10 ³ EUR	
Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CUR	-7 256
Total	-7 256

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 2020-2021, 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 2020-2021

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II_≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-718
Total	-718

Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II_> nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II_{>}	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-6 538
Total	-6 538

– *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 dos Operador de Rede de Distribuição resultante da faturação do acesso às redes em alta pressão a clientes ligados em média pressão passou, a ser recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema¹⁶ e posteriormente transferido para o ORD respetivo, estando previsto no n.º 6 do Artigo 83.º do Regulamento Tarifário em vigor.

¹⁶ Até ao ano gás 2018-2019 o valor era recuperado pela tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 2-14 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021

Unidade: 10³ EUR

Transferências do ORT para o ORD	Valor
Transferências de fornecimento de MP para AP	6 046
Total	6 046

– *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 para garantir a recuperação dos proveitos permitidos num contexto 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, 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**– *Processos Judiciais propostos 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, proposta 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), na sequência de despacho do Tribunal de 29.01.2020, aguarda-se marcação de datas para a realização de Audiência Final.

No final dos anos de 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019 a ERSE foi citada de novas ações administrativas a correrem no mesmo Tribunal (processos n.º 2536/14.7BELSB, n.º 2395/15.2BELSB, n.º 2166/16.9BELSB, n.º 2493/17.8BELSB, n.º 1716/18.0 BELSB e n.º 1828/19.3BELSB, respetivamente) em que as mesmas Autoras replicam os fundamentos das anteriores ações para peticionarem 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, no ano gás de julho de 2017 a junho de 2018, no ano gás de julho de 2018 a junho de 2019 e ainda no ano gás de outubro de 2019 a setembro de 2020¹⁷, 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. Todas estas ações (propostas entre 2014 e 2019) encontram-se na mesma fase processual (final da fase dos articulados), pelo que foi solicitada pelas Autoras, por Requerimento datado de 14/01/2020, efetuado no âmbito do processo n.º 2536/14.7BELSB a apensação de todos os processos. Aguarda-se a decisão do Tribunal sobre a referida apensação.

A eventual procedência das pretensões das Autoras, tal como estas as configuram, implicaria um acréscimo nos proveitos permitidos dos ORD no ano gás 2019-2020 com um impacto global entre 198 milhões de euros e 258 milhões de euros, dependendo do cenário adotado.

¹⁷ Em 2019, com a entrada em vigor do novo Regulamento Tarifário do gás natural (aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril), o ano gás passou a ter início no mês de outubro (cf. artigos 3.º, n.º 1, alínea e) e 165.º, n.º 13).

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 2019-2020		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 -2,4%
		milhares de €	em %		
A	11,8%	198 174	100,6%	42,2%	38,8%

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 2019-2020		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 -2,4%
		milhares de €	em %		
B	25,6%	258 239	131,1%	55,0%	51,3%

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 11,8%. No segundo cenário, é utilizado um deflator de 2% ao ano para os anos de 2008 ao 1.º semestre de 2019 inclusive, conduzindo a um fator de reavaliação de 25,6%.

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 das concessões estimado num mínimo de 1 033 milhões de euros de proveitos vincendos.

2.2 ATIVIDADES REGULADAS

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

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 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
REN Atlântico, SA Operador do Terminal de GNL	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutores de custos: energia regaseificada + consumo de energia ativa) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois. CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois.	OPEX e CAPEX	Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação dos custos de eletricidade Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação das rúbricas do OPEX 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: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: Energia injetada / energia extraída) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX e CAPEX	Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação do OPEX 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 do OPEX + Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos.	OPEX e CAPEX	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
REN Gascodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás natural	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: capacidade de utilização na ótica comercial) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Custos aceites c) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX e CAPEX; 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 do OPEX Custos com transporte de GNL por rodovia para UAG's - custos eficientes Base de ativos a custos históricos ² Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
	Gestão Técnica Global do SNGN	OPEX: a) Regulação por Revenue Cap na componente controlável e custos aceites nos restantes b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Custos aceites c) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos da gestão técnica global do SNGN; Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; ERSE e AdC; Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR; Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível das atividades de terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo; Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados; Custos com a campanha de informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural; Custos do gestor logístico das UAG; 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; Mecanismo de sustentabilidade do SNGN Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP	Fator de eficiência de 2% para a variação da componente de custos controláveis do OPEX 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	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: <i>pass through</i> de custos Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	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 ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás natural ao CSNGN. Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte, custos de exploração do CSNGN e custos de imobilização das reservas estratégicas. 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 ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás natural. Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte e custos de imobilização das reservas estratégicas. 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 2020-2021

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos	
6 empresas concessionárias ³ 5 empresas licenciadas ⁴ Operadores da rede de Distribuição (ORD)	Distribuição de gás natural	OPEX: a) Regulação por price cap (Indutores de custos: n.º pontos de abastecimento + quantidade de gás natural distribuída) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos ² b) Regulação por custos aceites c) Ajustamento da base de ativos	OPEX + CAPEX Compensação por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP. Reavaliação inicial.	Fator de eficiência entre 2% e 5% ao ano para a variação da componentes de custos controláveis do OPEX Base de ativos a custos históricos ² Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	
	UGS	Proveitos a recuperar por aplicação das parcelas I, II- e II< da tarifa de Uso Global do Sistema: <i>pass through</i> de custos Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos decorrentes das parcelas I, II- e II< do uso global do sistema. Compensação pela aplicação das parcelas I, II- e II< da tarifa de Uso Global do Sistema. Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória.		Tarifa de Uso Global do Sistema	
	URT	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte: <i>pass through</i> de custos Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos pelo uso da rede de transporte. Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.		Tarifa de Uso da Rede de Transporte	
	OLMC	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: <i>pass through</i> de custos Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos pelo uso da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador Compensação pela aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	
11 Comercializadores de último recurso (CURG)	Compra e Venda de gás natural	Custos aceites Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás natural ao CURG, em mercados organizados ou através de contratação bilateral, para satisfazer os fornecimentos aos clientes Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Tarifa de Energia	Tarifa Transitórias de Venda a Clientes Finais
	Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN	<i>Pass through</i> de custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; 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: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: número de clientes) b) Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos Proveito adicional estabelecido na licença de comercialização de 4€ por cliente, reportado ao início do período de regulação (empresas concessionadas).	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras, indexada às <i>yields</i> das OT Fator de eficiência de 2% ao ano para a variação da componente de custos controláveis do OPEX	Tarifa de Comercialização	

1. Opcional.
2. 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.
3. Beiragás, Lisboagás GDL, Lusitaniagás, REN Portgás Distribuição, Setgás e Tagusgás.
4. Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.
5. Beiragás, Lisboagás Comercialização, Lusitaniagás Comercialização, EDP Gás, Setgás Comercialização, Tagusgás e distribuidores licenciados referidos no ponto anterior.

2.3 PROVEITOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos do ano gás 2020-2021, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

A revisão regulamentar do setor do gás natural, efetuada em 2019, introduziu alterações significativas ao nível do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas. As tarifas passaram a ser aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro do ano s e 30 de setembro do ano $s+1$. Por esta razão, a ponderação efetuada aos proveitos definidos para cada ano civil (s e $s+1$) que compõem os proveitos permitidos do ano gás, foram alterados passando a ser feitos na proporção de 25% dos proveitos de s e de 75% dos proveitos de $s+1$, para determinação do proveito permitido do ano gás.

Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideraram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”, da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021”, que acompanham este documento, bem como o documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de junho de 2019 .

No documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 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 2020-2021”, 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.

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 2020-2021 e os do ano gás 2019-2020. Observa-se um acréscimo dos proveitos permitidos para esta atividade, principalmente devido à redução do valor dos ajustamentos a devolver pelo operador do terminal de GNL aos consumidores de gás natural.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2019-2020	Proveitos permitidos 2020-2021	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	25 974	26 613	639	2,5%
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	9 781	11 595	1 814	18,5%
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	4 068	3 886	-182	-4,5%
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,038744	0,025056	-0,013689	-35,3%
3	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	39 711	51 831	12 120	30,5%
4	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,095088	0,108186	0,013098	13,8%
5	Consumo de energia ativa (MWh)	44 071	59 261	15 190	34,5%
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"				
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				
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread				
g	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread				
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	12 673	4 155	-8 518	-
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	67	-1 216	-1 283	-
$j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i$	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	23 015	35 269	12 254	53,2%
k	Desvios positivos ou negativos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela l da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	-850	4 155	5 005	-
l=j-k	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	23 865	31 114	7 249	30,4%

2.3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida pela REN Armazenagem. O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos da REN Armazenagem para o ano gás de 2020-2021 e para do ano gás 2019-2020. Verifica-se uma redução dos proveitos permitidos da atividade, decorrente do aumento dos ajustamentos a devolver aos consumidores de gás natural e à aplicação de novos parâmetros para o período regulatório que se inicia em 2020, com maior destaque para as taxas de remuneração.

Quadro 2-18 - Proveitos da REN Armazenagem

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2019-2020	Proveitos permitidos 2020-2021	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
a	Custos com capital afetos a esta atividade	15 606	14 844	-762	-4,9%
b=1+2*3+4	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 281	3 319	38	1,2%
1	Componente fixa (103€)	2 179	2 084	-95	-4,4%
2	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,168186	0,144622	-0,023565	-14,0%
3	Energia extraída/injetada (GWh)	6 239	8 009	1 770	28,4%
4	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo	49	77	28	57,6%
c	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	107	98	-8	-7,9%
d	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	-
e	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	-
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2				-
g	Spread no ano s-2, em pontos percentuais				-
h	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1				-
i	Spread no ano s-1, em pontos percentuais				-
j	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	5 061	8 128	3 067	-
k	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	242	737	495	-
l	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015	0	-116	-116	-
$m = a + b - c + d + e * (1 + f + g) * (1 + h + i) - j - k - l$	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	13 477	9 315	-4 162	-30,9%
n	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	850	-4 155	-5 005	-588,8%
$o = m - n$	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	12 627	13 470	844	6,7%

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 Quadro 2-19 apresenta os proveitos para o ano gás de 2020-2021 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 2019-2020	Proveitos permitidos 2020-2021	Variação valor	Variação (%)
		(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	422	428	6	1,5%
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.	-185	-49	135	-73,3%
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	607	478	-129	-21,3%

2.3.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2020-2021 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN e os do ano gás 2019-2020. O acréscimo dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN associados à parcela I da tarifa de UGS decorre principalmente dos ajustamentos que passaram de valores a devolver pela empresa em tarifas de 2019-2020, para valores a receber em tarifas de 2020-2021. A variação ocorrida ao nível da parcela II da tarifa de UGS deriva dos ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2019-2020	Proveitos permitidos 2020-2021	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	4 431	26 543	22 113	499,1%
B=1+2+3+4-5	Custos da gestão técnica global do SNGN	12 761	13 776	1 015	8,0%
1	Custos com capital afetos a esta atividade	3 889	4 768	879	22,6%
2	<i>Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s</i>	2 782	3 345	562	20,2%
3	<i>Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s</i>	1 933	1 188	-745	-38,6%
4	<i>Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural</i>	4 157	4 475	319	7,7%
5	<i>Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema</i>	0	0	0	8,9%
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0	0	0	-
D	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	0	0	0	-
E	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0	0	0	-
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	722	1 258	536	74,1%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	226	-836	-1 062	-470,7%
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	8 781	-3 062	-11 842	-
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	497	-8 292	-8 790	-
J	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2016 e 2017	0	-991	-991	-
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	4 431	26 543	22 113	499,1%
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	-850	4 155	5 005	-
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	850	-4 155	-5 005	-588,8%
N	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	5 219	6 046	827	15,8%
O=K+L+M+N	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	9 649	32 589	22 940	237,7%
6	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.	-6 806	-7 256	-450	-
7	Mediadas de Sustentabilidade do SNGN, a repercutir na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, previstos no ano gás t	0	0	0	-
8	Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	296	299	4	1,2%
9	Créditos a devolver aos consumidores pelo comercializador de último recurso retalhista k de acordo com o estabelecido no RT	0	0	0	-
10	Créditos a devolver aos consumidores pelo comercializador resultantes de ações judiciais	0	0	0	-
P=6+7-8+9+10	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	-6 510	-6 956	-446	6,9%
11	Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas	0	0	0	-
Q=11	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTGN	0	0	0	-
R=O+P+Q	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	3 139	25 633	22 493	716,5%

2.3.5 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2020-2021 da atividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2019-2020. Face ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT diminuem significativamente, face ao aumento do valor 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 e aos novos parâmetros aplicados à atividade (taxa de remuneração e bases de custo). Para mitigar esta variação, não foi considerado, à semelhança do ano gás anterior, o ajustamento de s-1, no total de 10,1 milhões de euros a devolver pela empresa aos consumidores.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2019-2020	Proveitos permitidos 2020-2021	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Custos com capital afetos a esta atividade	56 695	52 630	-4 065	-7,2%
2=a+b*c+d+e	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	18 630	18 204	-426	-2,3%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	7 660	7 488	-172	-2,2%
b	Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (103€/GWh/dia)	17,328159	15,692743	-1,635416	-9,4%
c	Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)	318	288	-30	-9,4%
d	Custo de transporte por rodovia de GNL	4 226	5 393	1 167	27,6%
e	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	1 236	805	-431	-34,9%
3	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	1 237	808	-429	-34,7%
4	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	-
5	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	-
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0%	0%	0%	-
7	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0%	0%	0%	-
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0%	0%	0%	-
9	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0%	0%	0%	-
10	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	0	0	0	-
11	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	4 325	14 475	10 150	-
12	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015, 2016 e 2017		14	14	-
A=1+2-3+4-5*(1+6+7)*(1+8+9)-10-11-12	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	69 764	55 537	-14 227	-20,4%
B	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás natural dos anos s-2 a s	-3 428	25 347	28 775	-
C=A-B	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	73 191	30 190	-43 002	-58,8%

2.3.6 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-22 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás 2020-2021 da atividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2019-2020. Observa-se que os proveitos permitidos diminuem cerca de 5%, o que resulta, principalmente, do decréscimo dos custos com capital decorrente da redução da taxa de remuneração do ativo. No que respeita aos proveitos a recuperar, constata-se que os mesmos aumentaram cerca de 4% devido aos ajustamentos de anos anteriores serem, este ano, a devolver às empresas, enquanto no ano anterior foram no sentido de devolução aos consumidores. Estando a decorrer análises aprofundadas dos dados económico-financeiros relativos aos ORD da GGND e respetivos CUR, a ERSE reserva-se na possibilidade de proceder a uma revisão dos valores dos ajustamentos referentes ao ano 2018 em função dos resultados que forem alcançados. Os motivos que justificam esta situação encontram-se detalhados no capítulo 4.5 e no capítulo 7 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

Após a análise do impacto na volatilidade tarifária do valor do ajustamento provisório dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, calculado tendo em conta os valores estimados ocorridos no ano civil de 2019, e face a dúvidas levantadas sobre a informação reportada por alguns operadores da rede de distribuição, a ERSE decidiu não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021, conforme previsto no n.º 9, do Artigo 91.º do Regulamento Tarifário em vigor.

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 2020-2021 das empresas reguladas 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	2020	2021	Variação %	Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %	Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %
		2019-2020	2020-2021			19-20/20-21	2019-2020	2020-2021			19-20/20-21	2019-2020	2020-2021			19-20/20-21
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 239	5 007	4 906	5 041	-4%	1 342	1 194	1 188	1 196	-11%	3 596	3 429	3 337	3 460	-5%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			2 123	2 217				702	720				2 060	2 230	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			58 828	59 691				10 283	10 048				26 982	26 000	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%				4,73%	4,73%				4,73%	4,73%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 788	3 778	3 795	3 772	0%	1 305	1 279	1 284	1 278	-2%	1 892	1 907	1 910	1 906	1%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDÁ															
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	9 027	8 785			-3%	2 647	2 473			-7%	5 488	5 336	5 247	5 366	-3%
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	1 702	0				411	0				730	0			
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	343	-10				-38	-369				879	-260			
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	6 981	8 795			26%	2 275	2 842			25%	3 878	5 597			44%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Lisboagás					Lusitaniagás					Mediagás				
		Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %	Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %	Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %
		2019-2020	2020-2021			19-20/20-21	2019-2020	2020-2021			19-20/20-21	2019-2020	2020-2021			19-20/20-21
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	40 710	36 929	37 034	36 894	-9%	21 704	20 046	19 970	20 071	-8%	2 046	1 873	1 846	1 882	-8%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			14 776	15 005				7 558	7 719				1 078	1 114	
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			470 525	462 720				262 389	261 115				16 228	16 224	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%				4,73%	4,73%				4,73%	4,73%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	26 346	26 154	26 324	26 097	-1%	8 969	8 974	8 997	8 967	0%	1 190	1 206	1 200	1 208	1%
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	67 056	63 082			-6%	30 672	29 020	28 967	29 038	-5%	3 237	3 079	3 046	3 090	-5%
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	90	127				3 602	4 480				0	0			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	5 714	0				-3 274	0				382	0			
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	1 541	-4 418				718	-569				-112	-216			
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	59 711	67 374			13%	29 626	25 109			-15%	2 967	3 295			11%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Pagás					REN Portgás Distribuição					Setgás				
		Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %	Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %	Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %
		2019-2020	2020-2021			19-20/20-21	2019-2020	2020-2021			19-20/20-21	2019-2020	2020-2021			19-20/20-21
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	635	531	534	530	-16%	41 455	37 159	36 506	37 377	-10%	12 383	11 243	11 223	11 250	-9%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			303	306				14 198	14 739				4 263	4 338	
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			4 889	4 737				471 571	478 545				147 123	146 127	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%				4,73%	4,73%				4,73%	4,73%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	468	485	487	485	4%	13 039	13 075	13 007	13 098	0%	6 247	6 287	6 310	6 279	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	1 103	1 016	1 021	1 015	-8%	54 494	50 234	49 512	50 475	-8%	18 640	17 530	17 533	17 529	-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				1 160	968				366	471			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	190	0				803	0				1 759	0			
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	-47	-246				859	3 036				350	-849			
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	960	1 262			31%	51 672	46 229			-11%	16 165	17 908			11%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10⁶ EUR

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %	Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %	Tarifas	Tarifas	2020	2021	Variação %
		2019-2020	2020-2021			19-20/20-21	2019-2020	2020-2021			19-20/20-21	2019-2020	2020-2021			19-20/20-21
A=1+(2'3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	9 656	11 386	10 183	11 787	18%	7 429	6 886	6 779	6 921	-7%	146 205	135 682	133 505	136 408	-7%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			6 509	7 569				2 911	3 048				56 482	59 006	
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			77 652	89 170				81 768	81 884				1 628 238	1 636 260	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,73%	4,73%				4,73%	4,73%				4,73%	4,73%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	4 637	4 615	4 448	4 671	0%	3 494	3 417	3 456	3 404	-2%	71 375	71 177	71 218	71 163	0%
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	14 293	16 001	14 631	16 458	12%	10 923	10 302	10 235	10 325	-6%	217 580	206 859			-5%
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				5 219	6 046			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	1 917	0				257	0				10 591	0			
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	449	-936				-147	364				4 795	-4 473			
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	11 927	16 937			42%	10 812	9 939			-8%	196 975	205 287			4%

2.3.7 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

Tal como foi salientado atrás, a presente análise efetua-se no decorrer de um momento absolutamente excepcional, cujos efeitos nos mercados dos combustíveis, e o seu prolongamento no tempo, são desconhecidos e difíceis de prever. É de realçar que o custo do gás natural que se estima será aplicado a partir de outubro de 2020, pelo que se espera que os efeitos colaterais da crise da COVID-19 já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados.

Face ao exposto, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2020 e 2021 foi de: i) 1,69899 cent€/kWh, para 2020 e de ii) 1,72901 cent€/kWh, para 2021, ambos considerados à saída.

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infraestruturas de gás natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário. Os valores considerados para o custo unitário de aquisição do gás natural e para a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 2-3.

Quadro 2-23 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás natural

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2020-2021
Custo unitário terminal GNL	0,02577
Custo unitário armazenamento subterrâneo	0,04395
Custo unitário imobilização Reserva Estratégica	0,00530
Custo unitário rede transporte	0,00668
Custo unitário (Custos Galp Gás Natural)	0,00866
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,09036
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	1,63115
Custo GN (Incluindo custos de ATR, cent€/kWh)	1,72151

2.3.8 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-24 apresenta os proveitos para o ano gás 2020-2021 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 2019-2020 (1)	Proveitos Permitidos 2020	Proveitos Permitidos 2021	Proveitos Permitidos 2020/2021 (2)	Varição % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com a aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso, previstos para o ano s	21 162	16 675	15 339	15 673	-26%
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista					
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	296	296	301	299	1%
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	1 878			-2 164	
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	135			-2 702	
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	94			-94	-200%
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	19 351	16 970	15 639	20 932	8%
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	296	296	301	299	
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	-2 107			4 959	
I	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes	0	0	0	0	
J	Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a recuperar nos anos seguintes	0	0	0	0	
K=F-G-H-I-J	Proveitos a recuperar da função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t	21 162	16 675	15 339	15 673	

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 2019-2020 e 2020-2021 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

Quadro 2-25 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural de Comercializador de Último Recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2019-2020 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	1 178	159	607	4 120	8 738	3 414	270	80	1 842	37	716	21 162
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-198	-20	-72	-489	-964	-374	-27	-9	-149	-71	-71	-2 445
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	534	30	248	2 202	2 036	21	170	15	624	176	105	6 161
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	198	33	-185	947	-72	-268	22	20	134	36	115	982
E	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	643	116	615	1 460	7 738	4 035	105	54	1 234	-104	568	16 463

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2020-2021 (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	813	131	482	2 872	6 508	2 552	250	73	1 439	105	448	15 673
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-594	31	-88	-1 170	-603	629	-54	-9	-178	-126	-51	-2 211
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	212	35	193	1 330	2 203	843	118	14	607	192	112	5 860
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	81	15	-126	569	2 507	5 094	45	117	171	27	68	8 567
E	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	1 114	50	503	2 143	2 401	-4 014	141	-49	840	11	318	3 457

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

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
Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	-365	-29	-125	-1 247	-2 231	-862	-20	-7	-403	67	-269	-5 490
Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-396	51	-16	-680	361	1 003	-27	1	-29	-55	21	233
Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-322	5	-55	-872	167	822	-52	-1	-17	16	8	-302
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-117	-18	58	-378	2 579	5 362	23	97	37	-9	-47	7 585
Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	470	-67	-112	683	-5 337	-8 048	36	-103	-394	115	-249	-13 006

	Variação % (4) = (2) / (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%	-18%	-21%	-30%	-26%	-25%	-7%	-9%	-22%	180%	-38%	-26%
Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano 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 Compra e Venda de gás natural, relativos ao ano 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	73%	-57%	-18%	47%	-69%	-199%	35%	-190%	-32%	-111%	-44%	-79%

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

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2019-2020 (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	381	78	244	1 753	3 518	1 476	141	38	1 130	118	302	9 180
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0	172	0	0	0	0	0	0	0	172
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	0	10	398	73	96	1	0	2	0	35	616
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	53			169	469	184			134		29	1 039
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	29	5	35	409	742	-148	10	1	200	2	-19	1 267
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	0	-2	9	695	711	39	1	1	115	-15	20	1 575
G	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	406	75	210	1 387	2 606	1 866	132	36	951	131	366	8 165

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2020-2021 (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	335	69	222	1 717	3 300	1 389	131	38	1 032	278	278	8 790
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0	295	0	0	0	0	0	0	0	295
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	0	0	66	56	0	0	0	8	0	0	131
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	49			149	446	179			130		27	978
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	3	-16	27	852	-6	79	-2	3	38	-4	59	1 033
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	1	-5	8	392	267	242	2	1	39	0	34	982
G	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	380	91	187	983	3 540	1 247	131	34	1 092	282	212	8 179

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Unidade: 10⁹ EUR

	Variação valor (3) = (2)-(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	-46	-8	-22	-35	-218	-87	-10	0	-99	161	-24	-390
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo compartilhado, previsto para o ano gás t				123								123
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	0	-10	-332	-16	-96	-1	0	6	0	-35	-485
Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	-4					-5						-60
Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-26	-21	-8	443	-748	227	-12	2	-162	-6	78	-233
Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	1	-3	-1	-304	-444	204	1	-1	-76	16	14	-593
Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	-26	16	-23	-404	934	-619	0	-2	140	152	-154	14

	Variação % (4) = (2)/ (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%	-11%	-9%	-2%	-6%	-6%	-7%	0%	-9%	137%	-8%	-4%
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo compartilhado, previsto para o ano gás t	-	-	-	72%	-	-	-	-	-	-	-	72%
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	-	-	-	-83%	-23%	-	-	-	330%	-	-99%	-79%
Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	-8%	-	-	-12%	-5%	-3%	-	-	-3%	-	-9%	-6%
Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-91%	-	-22%	108%	-	-	-	143%	-81%	-	-	-18%
Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	-	-	-7%	-44%	-62%	527%	70%	-48%	-66%	-	67%	-38%
Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	-6%	21%	-11%	-29%	36%	-33%	0%	-4%	15%	116%	-42%	0%

2.3.10 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 receção, 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 nos anos civis 2020 e 2021 cujos racionais para a sua fixação encontram-se no documento , “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2020-2021

Parâmetro	Valor adotado para 2020	Descrição	RT em vigor
$r_{RAR,r}$	4,53%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, em percentagem	Art.º 79.º
$r_{AS,r}$	4,53%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, em percentagem	Art.º 80.º
r_{GTGS}	4,53%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 83.º
r_T	4,53%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 84.º
r_D	4,73%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 91.º
$FCE_{RAR,n}$	Quadro 2-28	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento de GNL	Art.º 79.º

Parâmetro	Valor adotado para 2020	Descrição	RT em vigor
$VCE_{RAR, n}^{IPIB}$	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 79.º
$VCE_{RAR, n}^{\mu}$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 79.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 79.º
$X_{VCE_{RAR}}^{IPIB}$	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 79.º
$X_{VCE_{RAR}}^{\mu}$	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 79.º
y_t^{OT}	0,25901	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 79.º
$FCE_{AS, s}$	Quadro 2-29	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 80.º
$VCE_{AS, s}$	Quadro 2-29	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 80.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 80.º

Parâmetro	Valor adotado para 2020	Descrição	RT em vigor
X_{VCEAS}	Quadro 2-29	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 80.º
V_t^{OAS}	-0,11926	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 80.º
-	Quadro 2-30	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 81.º
$CEE_{GTGS,s}$	Quadro 2-31	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	Art.º 83.º
X_{CEGTGS}	Quadro 2-31	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 83.º
$FCE_{T,s}$	Quadro 2-32	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 84.º
$VCE_{T,s}$	Quadro 2-32	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 84.º
X_{FCE_T}	Quadro 2-32	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 84.º
X_{VCE_T}	Quadro 2-32	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 84.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 84.º
$FCE_{D,s}^k$	Quadro 2-33	Componentes fixas dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, no anos (em milhares de euros)	Art.º 91.º

Parâmetro	Valor adotado para 2020	Descrição	RT em vigor
$VCE_{D,s}^k$	Quadro 2-33	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 91.º
X_{FCED}^k	Quadro 2-33	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 91.º
X_{VCEd}^k	Quadro 2-33	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 91.º
$\tilde{C}E_{Cs}^{CURk}$	Quadro 2-34	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s e ano s+1	Art.º 106.º
X_C^{CURk}	2%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 106.º
r^{CURk}	4,73%	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 106.º

Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2020-2021

	2020	2021	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	3 901	3 881	2,0%
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,025150	0,025024	
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,108593	0,108050	

Quadro 2-29 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2020-2021

	2020	2021	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	2 108	2 076	3,0%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (€/GWh)	0,146267	0,144073	

Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador a vigorar no ano gás 2020-2021

	2020	2021	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ EUR)	424	430	0,0%

Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do SNGN a vigorar no ano gás 2020-2021

	2020	2021	Eficiência anual
Componente de custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência (10 ³ €)	3 357	3 341	2,0%

Quadro 2-32 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2020-2021

	2020	2021	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	7 573	7 459	3,0%
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10 ³ €/GWh/dia)	15,871295	15,633226	

Quadro 2-33 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2020-2021

2020	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 523,912	0,000496	0,030449
Dianagás	451,846	0,002347	0,060629
Duriensegás	665,319	0,001242	0,029808
REN Portgás Distribuição	5 254,587	0,000258	0,015156
Lisboagás	10 551,584	0,000829	0,022092
Lusitaniagás	3 587,044	0,000154	0,017397
Medigás	420,705	0,001653	0,024129
Paxgás	165,890	0,004592	0,037743
Setgás	2 517,921	0,000488	0,016375
Sonorgás	1 738,879	0,004377	0,083889
Tagusgás	1 393,778	0,000359	0,038750

2021	Termo fixo	Termos variáveis		Eficiência anual
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%
Beiragás	1 501,053	0,000489	0,029992	3,0
Dianagás	445,068	0,002312	0,059720	3,0
Duriensegás	658,666	0,001230	0,029510	2,5
REN Portgás Distribuição	5 202,041	0,000255	0,015004	2,5
Lisboagás	10 446,068	0,000821	0,021871	2,5
Lusitaniagás	3 551,174	0,000152	0,017223	2,5
Medigás	418,601	0,001645	0,024008	2,0
Paxgás	165,061	0,004569	0,037554	2,0
Setgás	2 492,742	0,000483	0,016211	2,5
Sonorgás	1 678,018	0,004224	0,080953	5,0
Tagusgás	1 358,934	0,000350	0,037781	4,0

Quadro 2-34 - Parâmetros do Comercializador de último recurso retalhista a vigorar
no ano gás 2020-2021

2020	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	105,052	0,425	20,786266	33,299041
Dianagás	20,876	0,076	24,267125	44,543214
Sonorgás	37,280	0,000	151,796965	0,000000
Duriensegás	67,247	0,292	21,772035	116,269522
Lisboagás	1027,825	2,252	22,476432	34,740338
Lusitaniagás	431,364	1,054	23,338822	44,720173
Medigás	39,537	0,262	18,371593	272,100676
Paxgás	10,839	0,300	15,774779	560,157643
EDP Gás SU	532,968	3,661	34,945559	90,349944
Setgás	325,168	0,616	24,355373	52,778379
Tagusgás	89,257	0,443	32,142307	72,534902

2021	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	104,527	0,423	20,68200	33,13300
Dianagás	20,772	0,076	24,14600	44,32000
Sonorgás	37,094	0,000	151,03800	0,00000
Duriensegás	66,911	0,291	21,66300	115,68800
Lisboagás	1022,686	2,241	22,36400	34,56700
Lusitaniagás	429,207	1,049	23,22200	44,49700
Medigás	39,339	0,261	18,28000	270,74000
Paxgás	10,785	0,299	15,69600	557,35700
EDP Gás SU	530,303	3,643	34,77100	89,89800
Setgás	323,542	0,613	24,23400	52,51400
Tagusgás	88,811	0,441	31,98200	72,17200

2.4 COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

2.4.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como referido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”, no Quadro 2-35, apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2020-2021

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	OLMC	URD	Total ORD
Beiragás	-53 552	-8 259	-54 096	196 677	11 200	11 672	103 642
Dianagás	2 394	-1 360	-7 025	-3 182	-125	1 621 656	1 612 359
Duriensegás	882	-19 889	-17 957	68 595	2 184	937 836	971 650
REN Portgás Distribuição	532 070	-165 133	-129 998	131 134	-38 429	-13 520 423	-13 190 779
Lisboagás	-1 002 662	-210 980	-400 563	-692 420	-54 173	7 032 513	4 671 715
Lusitâniagás	488 769	-346 367	-438 053	-126 113	80 649	-15 054 694	-15 395 808
Medigás	4 997	-6 692	-17 886	-5 163	-4 986	1 112 613	1 082 882
Paxgás	1 194	-2 289	-7 129	472	-890	777 419	768 777
Setgás	-104 367	847 814	1 225 151	182 046	-4 193	1 264 915	3 411 367
Sonorgás	23 506	-26 760	-52 653	160 520	-6 991	13 209 193	13 306 814
Tagusgás	106 769	-60 084	-99 792	87 432	15 755	2 607 299	2 657 379
Total	0	0	0	0	0	0	0

No Quadro 2-36 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 2020-2021, as compensações entre os ORD ascendem a 28,59 milhões de euros.

Quadro 2-36 - Compensação entre os ORD no ano gás 2020-2021

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	Lusitaniagás	REN Portgás Distribuição	Total ORD
Beiragás	55 818	47 824	103 642
Dianagás	868 364	743 995	1 612 359
Duriensegás	523 299	448 351	971 650
Lisboagás	2 516 034	2 155 681	4 671 715
Medigás	583 205	499 677	1 082 882
Paxgás	414 039	354 739	768 777
Setgás	1 837 252	1 574 115	3 411 367
Sonorgás	7 166 618	6 140 196	13 306 814
Tagusgás	1 431 178	1 226 201	2 657 379
Total	15 395 808	13 190 779	0

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

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

No Quadro 2-37 apresenta-se o valor estimado do sobreproveito a receber por cada ORD.

Quadro 2-37 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2020-2021

Unidade: EUR

Empresas	Sobreproveito
Beiragás	81 597
Dianagás	12 387
Duriensegás	10 547
REN Portgás Distribuição	302 819
Lisboagás	398 059
Lusitâniagás	186 852
Medigás	25 276
Paxgás	6 234
Setgás	117 561
Sonorgás	14 298
Tagusgás	56 178
Total	1 211 810

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 2-38 - Transferências do sobreproveito

Unidade: EUR

Pagadores CUR \ Recebedores ORD	Pagadores CUR											
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	
Beiragás	81 597											81 597
Dianagás		12 387										12 387
Duriensegás			10 547									10 547
REN Portgás Distribuição				302 819								302 819
Lisboagás					398 059							398 059
Lusitâniagás						186 852						186 852
Medigás							25 276					25 276
Paxgás								6 234				6 234
Setgás									117 561			117 561
Sonorgás										14 298		14 298
Tagusgás											56 178	56 178
	81 597	12 387	10 547	302 819	398 059	186 852	25 276	6 234	117 561	14 298	56 178	1 211 810
% de faturação do CUR a transferir	10,0%	9,5%	2,2%	10,5%	6,1%	7,3%	10,1%	8,5%	8,2%	13,7%	12,6%	

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

2.4.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTOS EM MP NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO EM AP

De acordo com o previsto no n.º 6 do Artigo 83.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 18,5516% dos proveitos da parcela I dos proveitos da atividade de uso global do sistema do operador da rede de transporte no ano gás de 2020-2021, em função da faturação mensal da tarifa de UGS. O Quadro 2-39 reflete a transferência prevista para o ano gás 2020-2021.

Quadro 2-39 - Transferência de MP para AP entre o ORD e ORD no ano gás 2020-2021

ORD	Euro	ORD	%
REN Portgás Distribuição	968 336	REN Portgás Distribuição	2,9713%
Lisboagás	127 037	Lisboagás	0,3898%
Lusitaniagás	4 479 840	Lusitaniagás	13,7464%
Setgás	470 596	Setgás	1,4440%
Total	6 045 809	Total	18,5516%

2.4.3.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No Quadro 2-40 apresentam-se os descontos previstos para o ano gás 2020-2021 por operador de rede de distribuição no âmbito da tarifa social.

Quadro 2-40 - Descontos previstos para o ano gás 2020-2021, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	69 851
Dianagás	14 063
Duriensegás	42 256
REN Portgás Distribuição	231 975
Lisboagás	682 043
Lusitâniagás	254 773
Medigás	27 282
Paxgás	9 553
Setgás	182 743
Sonorgás	10 408
Tagusgás	39 454
Total	1 564 402

De acordo com o previsto nos Artigos 88.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 de financiamento da tarifa social.

Os montantes suportados pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado apresentam-se seguidamente no Quadro 2-41.

Quadro 2-41 - Repartição do financiamento da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado, no ano gás 2020-2021

Unidade: EUR

	Empresas	Tarifa Social	
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos	711 257	
Operadores de Rede de Distribuição	Beiragás	10 367	
	Dianagás	823	
	Duriensegás	1 247	
	REN Portgás Distribuição	2 406	
	Lisboagás	45 594	
	Lusitâniagás	84 391	
	Medigás	1 076	
	Paxgás	180	
	Setgás	68 842	
	Sonorgás	18 275	
	Tagusgás	12 860	
	Comercializadores de Último Recurso	Beiragás	496
		Dianagás	76
Duriensegás		279	
EDP Gás SU		4 043	
Lisboagás		1 616	
Lusitâniagás		143	
Medigás		2 196	
Paxgás		46	
Setgás		108	
Sonorgás		885	
Tagusgás		309	
Comercializadores de mercado	EDPGás COM	108 060	
	Galp Gás	278 398	
	Endesa	76 488	
	Gás Natural fenosa	50 272	
	EDP Comercial	36 654	
	Galp Power	26 787	
	Goldenergy	15 886	
	Douro Gás Natural	1 139	
	ROLEAR	237	
	AUDAX PT	66	
	AUDAX ES	90	
	Iberdrola	1 318	
	Luzigas	12	
	PH Energia	1 460	
	Aldro	17	
G9Telecom	0		
TOTAL		1 564 402	

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2019.

No Quadro 2-42 são apresentados os montantes alocados ao operador da rede de transporte, aos operadores da rede de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores de mercado relativos ao ajustamento do financiamento da tarifa social de 2018.

Quadro 2-42 - Ajustamento do financiamento da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado para 2018¹⁸

2018 - valor transferido pelo ORT				2018 real				Ajustamento provisório de 2018 em T2019-2020 (com juros)	Ajustamento definitivo de 2018 (com juros)	Valores a regularizar por falta de pagamento atualizado para 2020	Total	
	MWh	%	euros		MWh	%	euros	euros	euros	euros		
ORD	Beiragás	904 792	0,5%	8 857	Beiragás	904 069	0,5%	10 713	989	-876	-9	-885
	Dianagás	82 163	0,0%	804	Dianagás	82 062	0,0%	972	89	-80	-1	-80
	Sonorgás	112 179	0,1%	1 098	Sonorgás	114 576	0,1%	1 358	148	-111	-1	-112
	Duriensegás	214 952	0,1%	2 104	Duriensegás	214 580	0,1%	2 543	233	-208	-2	-210
	Lisboagás	4 559 279	2,7%	44 633	Lisboagás	4 554 485	2,7%	53 972	4 970	-4 414	-46	-4 459
	Lusitaniagás	8 445 005	5,1%	82 672	Lusitaniagás	8 441 396	5,1%	100 033	9 260	-8 180	-85	-8 265
	Medigás	106 892	0,1%	1 046	Medigás	106 721	0,1%	1 265	116	-103	-1	-104
	Pangás	15 636	0,0%	153	Pangás	15 609	0,0%	185	17	-15	0	-15
	REN Portgás	7 086 004	4,3%	69 368	Portgás	7 140 338	4,3%	84 615	8 361	-6 920	-72	-6 991
	Setgás	1 913 718	1,2%	18 734	Setgás	1 912 167	1,1%	22 660	2 091	-1 853	-19	-1 872
Tagusgás	1 263 840	0,8%	12 372	Tagusgás	1 272 913	0,8%	15 084	1 485	-1 234	-13	-1 246	
MR	Beiragás	59 023	0,0%	578	BRG	59 023	0,0%	699	65	-57	-1	-58
	Dianagás	9 007	0,0%	88	DNG	9 007	0,0%	107	10	-9	0	-9
	Duriensegás	33 381	0,0%	327	DRG	33 381	0,0%	396	37	-32	0	-33
	Lisboagás	503 524	0,3%	4 929	LBG	503 524	0,3%	5 967	554	-488	-5	-493
	Lusitaniagás	189 832	0,1%	1 858	LTG	189 832	0,1%	2 250	209	-184	-2	-186
	Medigás	17 356	0,0%	170	MDG	17 356	0,0%	206	19	-17	0	-17
	EDP Gás SU	260 516	0,2%	2 550	PTG	260 516	0,2%	3 087	287	-252	-3	-255
	Pangás	5 348	0,0%	50	PMG	5 348	0,0%	61	6	-5	0	-5
	Sonorgás	9 514	0,0%	93	SMG	9 514	0,0%	113	10	-9	0	-9
	Setgás	107 015	0,1%	1 048	STG	107 015	0,1%	1 268	118	-104	-1	-105
Tagusgás	37 856	0,0%	371	TGG	37 856	0,0%	449	42	-37	0	-37	
ML	EDPGás COM	12 769 842	7,7%	125 010	EDPGás COM	12 769 842	7,7%	151 326	14 059	-12 375	-128	-12 503
	EDP Comercial	3 531 550	2,1%	34 572	EDP Comercial	3 531 550	2,1%	41 850	3 888	-3 422	-35	-3 458
	Galp Gás	28 530 193	17,2%	279 294	Galp Gás	28 530 193	17,1%	338 090	31 410	-27 648	-286	-27 934
	Galp Power	2 521 049	1,5%	24 680	Galp Power	2 521 049	1,5%	29 875	2 775	-2 443	-25	-2 468
	Endesa	13 656 015	8,2%	133 685	Endesa	13 656 015	8,2%	161 827	15 034	-13 234	-137	-13 371
	Gás Natural fenosa	4 326 451	2,6%	42 354	Gás Natural fenosa	4 326 451	2,6%	51 270	4 763	-4 193	-43	-4 236
	Iberdrola	9 547	0,0%	93	Iberdrola	9 547	0,0%	113	11	-9	0	-9
	Incrygas	151 809	0,1%	1 486	Incrygas	0	0,0%	0	0	0	0	0
	Goldenergy	1 518 147	0,9%	14 862	Goldenergy	1 518 147	0,9%	17 990	1 671	-1 471	-15	-1 486
	Cepsa	2 708 353	1,6%	26 513	Cepsa	2 708 353	1,6%	32 095	2 982	-2 625	-27	-2 652
	Gás do Mário	628	0,0%	6	Gás do Mário	628	0,0%	7	1	-1	0	-1
	Rolar	23 003	0,0%	225	Rolar	23 003	0,0%	273	25	-22	0	-23
	AUDAX	31 753	0,0%	311	AUDAX	31 753	0,0%	376	35	-31	0	-31
	PH Energia	31 422	0,0%	308	PH Energia	31 422	0,0%	372	35	-30	0	-31
	Ecochoice	692	0,0%	7	Ecochoice	692	0,0%	8	1	-1	0	-1
	Crieneco	22 277	0,0%	218	Crieneco	22 277	0,0%	264	25	-22	0	-22
ORT	REN	70 486 385	42,4%	690 022	ORT	70 988 892	42,6%	841 236	82 781	-68 794	-712	-69 506
Total	166 255 748	100%	1 627 550	Total	166 660 902	100%	1 974 974	188 777	-161 508	-1 671	-163 178	

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

Os valores evidenciados na coluna dos “valores a regularizar por falta de pagamento atualizado para 2020” correspondem à comparticipação alocada a cada agente dos montantes de tarifa social prevista para 2018 do seguinte comercializador: Incrygas, no montante total de 1 671 euros. Desta forma, é regularizada a situação junto do operador da rede de transporte, o qual já transferiu os montantes em causa para os respetivos ORD.

¹⁸ Os sinais deste mapa não coincidem com os sinais dos ajustamentos, ou seja, um sinal negativo significa um valor a pagar pelos operadores e sinal positivo significa um valor a receber pelos operadores.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Proveitos permitidos do setor do gás natural

Os montantes acima referidos resultam do ajustamento de 2018 calculado de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 2-43 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2018

		Unidade: euros											
		Beiragás	Dourogás	Duriensgás	Lisboagás	Lusitaniagás	Mediagás	Pavagás	REN Portugal Distribuição	Sergás	Sonogás	Tagusgás	Total
A	Valor transferido pelo CRT relativo aos custos com financiamento da tarifa social para o ano s-2	68 340	12 895	29 203	573 211	203 050	17 214	6 616	477 390	192 462	7 210	40 998	1 627 583
B	Custos ocorridos com o financiamento da tarifa social, do CRE, no ano s-2	47 704	10 934	36 974	420 069	178 309	20 661	5 238	989 415	181 660	33 362	52 703	1 974 931
C=A-B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores transferidos e os custos ocorridos para o ano s-2 no âmbito da tarifa social	20 637	1 961	-7 771	153 141	23 739	-3 447	1 377	-512 025	10 792	-26 147	-9 704	-347 348
D	Valores provisionais relativos a 2018 considerados nas tarifas do ano gás 2019-2020	13 980	1 307	-4 476	260 088	49 810	2 121	2 740	-485 873	-28 293	9 148	-10 910	-188 777
E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores dados do ano s+2 acrescida de spread	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%	0,577%
F	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores dados do ano s+1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
G = C*(1+E)-(1+F) D*(1+F)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores recebidos e os custos ocorridos para o ano s-2, no âmbito da tarifa social, actualizado ao ano s	7 179	669	-3 364	-106 626	-26 666	-5 506	-1 368	-29 259	37 346	-35 635	1 124	-161 598

No Quadro 2-44 são apresentados os montantes alocados ao operador da rede de transporte, aos operadores da rede de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores de mercado relativos ao ajustamento estimado do financiamento da tarifa social de 2019.

Quadro 2-44 - Ajustamento do financiamento da tarifa social pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado estimado para 2019¹⁹

2019 - valor transferido pelo ORT				2019 estimado				Ajustamento estimado de 2019 (com juros)	Valores a regularizar por falta de pagamento atualizado para 2020	Total		
	MWh	%	euros		MWh	%	euros	euros	euros	euros		
ORD	Beiragás	1 168 091	0,8%	11 121	Beiragás	1 150 104	0,8%	12 096	-1 031	-153	-1 185	
	Dianagás	88 532	0,1%	843	Dianagás	87 902	0,1%	924	-79	-12	-91	
	Sonorgás	119 797	0,1%	1 141	Sonorgás	119 580	0,1%	1 258	-107	-16	-123	
	Durisenegás	258 060	0,2%	2 457	Durisenegás	246 773	0,2%	2 595	-221	-33	-254	
	Lisboagás	4 756 073	3,1%	45 282	Lisboagás	4 768 588	3,1%	50 151	-4 276	-636	-4 912	
	Lusitaniagás	8 694 910	5,6%	82 784	Lusitaniagás	8 727 225	5,7%	91 784	-7 826	-1 164	-8 990	
	Medigás	113 249	0,1%	1 078	Medigás	115 786	0,1%	1 218	-104	-15	-119	
	Paxgás	17 979	0,0%	171	Paxgás	18 265	0,0%	192	-16	-2	-19	
	REN Portugal	7 329 923	4,7%	69 788	Portgás	7 317 926	4,8%	76 962	-6 562	-976	-7 538	
	Setgás	1 925 875	1,2%	18 336	Setgás	1 939 139	1,3%	20 394	-1 739	-259	-1 997	
Tagusgás	1 369 172	0,9%	13 036	Tagusgás	1 365 948	0,9%	14 366	-1 225	-182	-1 407		
MR	Beiragás	61 167	0,0%	582	BRG	61 167	0,0%	643	-55	-8	-63	
	Dianagás	9 012	0,0%	86	DNG	9 012	0,0%	95	-8	-1	-9	
	Durisenegás	33 304	0,0%	317	DRG	33 304	0,0%	350	-30	-4	-34	
	Lisboagás	475 289	0,3%	4 525	LBG	475 289	0,3%	4 999	-426	-63	-490	
	Lusitaniagás	187 362	0,1%	1 784	LTG	187 362	0,1%	1 970	-168	-25	-193	
	Medigás	17 199	0,0%	164	MDG	17 199	0,0%	181	-15	-2	-18	
	EDP Gás SU	252 273	0,2%	2 402	PTG	252 273	0,2%	2 653	-226	-34	-260	
	Paxgás	4 993	0,0%	48	PXG	4 993	0,0%	53	-4	-1	-5	
	Sonorgás	10 403	0,0%	99	SNG	10 403	0,0%	109	-9	-1	-11	
	Setgás	103 859	0,1%	989	STG	103 859	0,1%	1 092	-93	-14	-107	
Tagusgás	33 156	0,0%	316	TGG	33 156	0,0%	349	-30	-4	-34		
ML	EDPGás COM	8 637 165	5,6%	82 234	EDPGás COM	8 637 165	5,7%	90 837	-7 745	-1 152	-8 897	
	EDP Comercial	27 999 717	18,1%	266 585	EDP Comercial	27 999 717	18,3%	294 472	-25 108	-3 733	-28 842	
	Endesa	8 663 315	5,6%	82 483	Endesa	8 663 315	5,7%	91 112	-7 769	-1 155	-8 924	
	Gás Natural fenosa	5 865 733	3,8%	55 848	Gás Natural fenosa	5 865 733	3,8%	61 690	-5 260	-782	-6 042	
	EDP Comercial	3 551 876	2,3%	33 817	EDP Comercial	3 551 876	2,3%	37 355	-3 185	-474	-3 659	
	Galp Power	2 712 422	1,8%	25 825	Galp Power	2 712 422	1,8%	28 526	-2 432	-362	-2 794	
	Goldenergy	1 557 598	1,0%	14 830	Goldenergy	1 557 598	1,0%	16 381	-1 397	-208	-1 604	
	Gás do Mário	871	0,0%	8	Gás do Mário	0	0,0%	0	0	0	0	
	Cepsa	2 059 884	1,3%	19 612	Cepsa	0	0,0%	0	0	0	0	
	ROLEAR	23 969	0,0%	228	ROLEAR	23 969	0,0%	252	-21	-3	-25	
AUDAX PT	3 102	0,0%	30	AUDAX PT	3 102	0,0%	33	-3	0	-3		
AUDAX ES	7 584	0,0%	72	AUDAX ES	7 584	0,0%	80	-7	-1	-8		
Iberdrola	56 396	0,0%	537	Iberdrola	56 396	0,0%	593	-51	-8	-58		
Luzigas	187	0,0%	2	Luzigas	187	0,0%	2	0	0	0		
PH Energia	168 551	0,1%	1 605	PH Energia	168 551	0,1%	1 773	-151	-22	-174		
Crienecco	67 857	0,0%	646	Crienecco	0	0,0%	0	0	0	0		
Aldro	34	0,0%	0	Aldro	34	0,0%	0	0	0	0		
ORT	REN	66 075 712	42,8%	629 105	ORT	REN	66 519 714	43,5%	699 585	-59 651	-8 869	-68 520
Total	154 481 653	100%	1 470 816	Total	152 812 616	100%	1 607 123	-137 033	-20 374	-157 407		

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2018.

Os valores evidenciados na coluna dos “valores a regularizar por falta de pagamento atualizado para 2020” correspondem à participação alocada a cada agente dos montantes de tarifa social prevista para 2019 dos seguintes comercializadores: Gás do Mário, Cepsa e Crienecco, no montante de 23 374 euros.

Os montantes acima referidos resultam do ajustamento de 2019 calculado de acordo com o quadro seguinte. Desta forma, é regularizada a situação junto do operador da rede de transporte, o qual já transferiu os montantes em causa para os respetivos ORD.

¹⁹ Os sinais deste mapa não coincidem com os sinais dos ajustamentos, ou seja, um sinal negativo significa um valor a pagar pelos operadores e sinal positivo significa um valor a receber pelos operadores.

Quadro 2-45 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2019

		Beirgás	Dianagás	Duriensgás	Lisboagás	Lusitãniagás	Medigás	Pargás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Unidade: 10 ⁶ EUR													
A	Valor estimado transferir pelo CRT relativo aos custos com financiamento da tarifa social estimados para o ano s-1	69 479	13 032	29 381	504 024	218 543	22 254	7 014	306 000	244 177	17 762	39 150	1 470 816
B	Custos estimados com o financiamento da tarifa social, do ORD, no ano s-1	50 459	11 291	36 974	290 408	197 834	19 353	5 076	742 000	181 380	34 234	38 111	1 607 123
C = A-B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados transferir e os custos estimados para o ano s-1 no âmbito da tarifa social	19 019	1 741	-7 593	213 616	20 709	2 901	1 936	-436 000	62 797	-16 472	1 039	-136 307
D	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida de spread	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%	0,533%
E = C*(1+D)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores estimados transferir e os custos estimados para o ano s-1, no âmbito da tarifa social, actualizado ao ano s	19 121	1 750	-7 633	214 754	20 819	2 917	1 947	-438 323	63 132	-16 560	1 044	-137 033

No Quadro 2-46 apresenta-se o montante da tarifa social relativa ao 1º semestre de 2018 a financiar pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado. Este montante deve ser regularizado junto do operador da rede de transporte, o qual devolverá aos consumidores, através da tarifa de UGS, os montantes que haviam sido financiados pela tarifa relativa ao 1º semestre de 2018 (valor fixado em tarifas 2017-2018 antes da publicação Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado de 2018 que definiu a nova metodologia de financiamento da tarifa social).

Quadro 2-46 - Montante da tarifa social relativa ao 1º semestre de 2018 a financiar pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado

1º sem 2018				
		MWh	%	euros
ORD	Beiragás	904 792	0,5%	4 551
	Dianagás	82 163	0,0%	413
	Sonorgás	112 179	0,1%	564
	Duriensegás	214 952	0,1%	1 081
	Lisboagás	4 559 279	2,7%	22 934
	Lusitaniagás	8 445 005	5,1%	42 480
	Medigás	106 892	0,1%	538
	Paxgás	15 636	0,0%	79
	Portgás	7 086 004	4,3%	35 644
	Setgás	1 913 718	1,2%	9 626
	Tagusgás	1 263 840	0,8%	6 357
MR	BRG	59 023	0,0%	297
	DNG	9 007	0,0%	45
	DRG	33 381	0,0%	168
	LBG	503 524	0,3%	2 533
	LTG	189 832	0,1%	955
	MDG	17 356	0,0%	87
	PTG	260 516	0,2%	1 310
	PXG	5 148	0,0%	26
	SNG	9 514	0,0%	48
	STG	107 015	0,1%	538
	TGG	37 856	0,0%	190
ML	EDPGás COM	12 769 842	7,7%	64 234
	EDP Comercial	3 531 550	2,1%	17 764
	Galp Gás	28 530 193	17,2%	143 511
	Galp Power	2 521 049	1,5%	12 681
	Endesa	13 656 015	8,2%	68 692
	Gás Natural fenosa	4 326 451	2,6%	21 763
	Iberdrola	9 547	0,0%	48
	Incrygas	151 809	0,1%	764
	Goldenergy	1 518 147	0,9%	7 637
	Cepsa	2 708 353	1,6%	13 623
	Gás do Mário	628	0,0%	3
	Rolear	23 003	0,0%	116
	AUDAX	31 753	0,0%	160
	PH Energia	31 422	0,0%	158
	Ecochoice	692	0,0%	3
Crieneco	22 277	0,0%	112	
ORT	REN	70 486 385	42,4%	354 557
Total		166 255 748	100%	836 292

2.4.4 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.

Quadro 2-47 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás
2020-2021

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	4 959 477	0	0	4 959 477
Beiragás	-3 270	301 117	-1 850	57 653	353 650
Dianagás	575	-81 007	1 228	31 391	-47 813
Duriensegás	-9 489	20 447	-1 210	-16 032	-6 284
Lisboagás	-24 059	-4 106 995	9 512	619 940	-3 501 602
Lusitaniagás	12 600	-6 565 457	2 133	65 075	-6 485 648
Medigás	12 139	-109 637	721	-9 147	-105 923
Paxgás	4 243	-122 059	1 291	-12 582	-129 107
EDP Gás SU	-56 000	-729 369	-8 704	-12 027	-806 100
Setgás	55 157	-599 783	12 841	257 405	-274 379
Sonorgás	7 378	-93 191	-15 410	236 812	135 589
Tagusgás	725	-129 364	-554	39 665	-89 528
TOTAL	0	-7 255 820	0	1 258 153	-5 997 667

Sublinhe-se que os valores apresentados no Quadro 2-47 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados no ponto seguinte.

O Quadro 2-48 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-48 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		4 959 477	4 959 477
Lisboagás	1 057 482	-11 344 115	-10 286 634
EDP Gás SU	-20 731	-785 369	-806 100
Sonorgás	221 402	-85 813	135 589
Total	1 258 153	-7 255 820	-5 997 667

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 2-50), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-51).

Quadro 2-49 - Transferências relativas à UGS I

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	REN	EDP Gás SU
	Lisboagás	1 057 482
Sonorgás	200 671	20 731
Total	1 258 153	20 731

Quadro 2-50 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	Lisboagás	EDP Gás SU	Sonorgás
	REN	6 384 638	785 369
Total	6 384 638	785 369	85 813

Quadro 2-51 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	REN
CURg	299 441
Total	299 441

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 2-47.

No caso da REN os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação, conforme Quadro 2-52. Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-51. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-50, referentes às transferências de UGS II.

Quadro 2-52 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem

	REN UGS I
Lisboagás	3,245%
Sonorgás	0,616%
Total	3,861%

2.4.5 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 UGS I, ou da recuperação de parte dos proveitos da tarifa de UGS I através dos Terminal de GNL.

Para o ano gás 2020-2021, o valor do parâmetro é de 0,25901 e permite recuperar 11,78% dos proveitos permitidos do Terminal de GNL através da tarifa de UGS I. Assim, mensalmente a REN Gasodutos deverá transferir para a REN Atlântico um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-53.

Quadro 2-53 - Transferências entre o operador da rede de transporte o operador terminal de GNL

unidade: euro

Pagador	REN Gasodutos
Recebedor	
REN Atlântico	4 155 128

2.4.6 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 UGS I.

No ano gás de 2020-2021 cerca de 12,78% dos proveitos permitidos da REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN serão transferidos da REN Armazenagem Assim, mensalmente a REN Armazenagem deverá transferir para a REN Gasodutos um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-54.

Quadro 2-54 - Transferências entre o operador de armazenamento subterrâneo e operador da rede de transporte

unidade: euro

Pagador Recebedor	REN Armazenagem
REN Gasodutos	4 155 128

3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAREM EM 2020-2021

As tarifas de gás natural a vigorarem no ano gás 2020-2021, 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, alterado pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifa 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.
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa de Acesso às Redes.
- Tarifa Social de Acesso às Redes.
- Tarifa transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

As tarifas apresentadas no presente capítulo aplicam-se ao ano gás 2020-2021, ou seja, a partir de 1 de outubro de 2020.

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 Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito</i>	UTRAR	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal	Uso dos serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três serviços: recepção de GNL, armazenamento de GNL e regaseificação de GNL. Os utilizadores podem contratar estes serviços individualmente ou de forma agregada. Difere consoante se trate de entregas à RNTGN ou a camiões cisterna.
<i>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</i>	UAS	Operador do 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	
	OLMC _{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP.
	OLMC _{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2020-2021

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso Global do Sistema</i>	UGS _{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Operação do sistema (UGS I) e desvios de aquisição de energia (UGS II)	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP. A UGS II não se aplica aos centros electroprodutores.
	UGS _{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Operação do sistema (UGS I) e desvios de aquisição de energia (UGS II)	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte</i>	URT _{ORTAM}	Operador da rede de transporte	Agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada e saída da rede de transporte	Uso da rede de transporte	Preços diferenciados de entrada e saída na rede de transporte.
	URT _{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores da rede de distribuição e entrega a clientes em AP	Uso da rede de transporte	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AP.
	URT _{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Uso da rede de transporte	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2020-2021

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição</i>	URD _{MP}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Uso da rede de distribuição em MP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.
	URD _{BP>}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em BP> (com consumo anual de gás natural superior a 10 000 m ³)	Uso da rede de distribuição em BP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BP>.
	URD _{BP<}	Operadores da rede de distribuição	Clientes de BP< (com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m ³)	Uso da rede de distribuição em BP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BP<.
<i>Tarifa de Energia</i>	TE _{CURg}	Comercializador de último recurso grossista	Comercializadores de último recurso retalhistas	Aprovisionamento de gás natural	
	TE _{CURr}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas em MP e BP	Aprovisionamento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.
<i>Tarifa de Comercialização</i>	COM _{B>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas, com consumo anual de gás natural superior a 10 000 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.
	COM _{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

Tarifas de gás natural a vigorarem em 2020-2021

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes</i>	TAR _{ORT}	Operador da rede de transporte	Entrega a clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	Incluída nas tarifas de mercado.
	TAR _{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Utilização das redes de distribuição e serviços associados	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas e nas tarifas de mercado.
	TAR _{SOCIAL}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2	Utilização das redes de distribuição e serviços associados	Incluída na tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas e nas tarifas de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 (consumo anual de gás natural inferior ou igual a 500 m ³).
<i>Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais</i>	TVCF	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes em MP e BP dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento regulado de gás natural	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.
	TVCF _{SOCIAL}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 dos comercializadores de último recurso	Fornecimento regulado de gás natural	Inclui a tarifa social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2 (consumos anual de gás natural inferior ou igual a 500 m ³).

3.1 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 a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (agregado das três funções do terminal) e são determinados com base na estrutura dos custos incrementais.

Os referidos preços são determinados de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário, considerando os custos incrementais e os escalamentos indicados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021”.

Os agentes de mercado podem contratar individualmente ou de forma agregada os serviços do Terminal.

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.

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.

3.1.1 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)	0,00004299

3.1.2 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 contratada 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	0,000575	0,00001890
Produto trimestral	0,000575	0,00001890
Produto mensal	0,000575	0,00001890
Produto diário		0,00001890

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. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021”.

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

3.1.3 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, no 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 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
Capacidade de regaseificação contratada	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/kWh
Produto anual	0,004492	0,00014769	
Produto trimestral	0,005840	0,00019200	
Produto mensal	0,006738	0,00022153	
Produto diário		0,00029538	
Produto intradiário		0,00032491	
Energia			0,00012652

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 2020-2021”.

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
	EUR/camião
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna	174,90

3.1.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS

No Quadro 3-7 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 2020-2021”.

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	0,006962	0,00022888	
Produto trimestral	0,009050	0,00029755	
Produto mensal	0,010443	0,00034333	
Produto diário		0,00045777	
Energia			0,00023906

3.1.5 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural (RT SGN) 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 2020-2021, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2019, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2020-2021.

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. 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 (98%, para o ano de 2019), 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 1 611 GWh, no ano de 2019. 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 2020-2021 é o apresentado no quadro seguinte.

Quadro 3-9 - Preço das trocas reguladas de GNL

TROCAS REGULADAS DE GNL		PREÇOS
Energia entregue (EUR/kWh)		0,00017588

3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é composta por preços de energia injetada e 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 injetada e extraída e energia armazenada apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021”.

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são referidos na 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	
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Energia injetada	0,00012215		
Energia extraída	0,00012215		
Capacidade de armazenamento contratada			
Produto anual		0,000496	0,00001632
Produto trimestral		0,000496	0,00001632
Produto mensal		0,000521	0,00001714
Produto diário			0,00001795

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são aplicados ao produto anual os fatores multiplicativos que constam do quadro seguinte. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021”.

Quadro 3-11 - Fatores multiplicativos dos 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

3.3 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 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)		0,349991
Capacidade utilizada Clientes AP (EUR/(MWh/dia)/mês)		0,000004

3.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**3.4.1 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 às 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)		0,349991
Clientes em AP		
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)		0,000004

Nas saídas para as instalações abastecidas por UAG consideram-se preços de energia, conforme apresentado no capítulo 3.7.3.

3.4.2 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 a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que estão associados à coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

A parcela II visa devolver ou recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS. A parcela II não se aplica aos fornecimentos a 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: (i) desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ e (ii) os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

O preço da parcela I da tarifa de UGS é aplicável às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário (clientes em AP).

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

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

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

O preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 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)	0,00053259

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>)	-0,00015997
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,835
Preço aplicável aos ORD ($\alpha * TW_{UGS2>}$)	-0,00013360

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<)	-0,00015943
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,835
Preço aplicável aos ORD ($(1-\alpha) * TW_{UGS2<}$)	-0,00002627

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 ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO	
Energia (EUR/kWh)	0,00053259
ENTREGAS A CLIENTES EM ALTA PRESSÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00037262
ENTREGAS AOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00037272

3.4.3 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 aos pontos de entrada e pontos de saída da rede de transporte, 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 Ibérico), o terminal de GNL em Sines e o armazenamento subterrâneo no Carriço. Como pontos de saída consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença (agregados num único ponto virtual de atribuição de capacidade, VIP Ibérico), o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).

3.4.3.1 PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE FIRME

Nos pontos de entrada e saída aplicam-se preços de capacidade contratada aplicável 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.

A implementação do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural (adiante “Código de Rede de Tarifas”), conduziu a ERSE a alterar a metodologia de cálculo tarifário para o transporte de gás natural. No documento “Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021” apresenta-se a metodologia de preço de referência²⁰ utilizada para calcular os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a qual está a ser aplicada desde o ano gás 2019-2020.

Resulta do Código de Rede de Tarifas, conjugado com o Código de Rede de atribuição de capacidade em redes de gás natural ²¹, a necessidade de publicar para o ano de atribuição de capacidade ²² os preços relativos aos pontos sujeitos ao Código de Rede para os mecanismos de atribuição de capacidade (corresponde ao ponto VIP Ibérico: Campo Maior + Valença do Minho) com a antecedência mínima de 30 dias antes da data do leilão anual de capacidade anual. Considerando que o leilão anual de atribuição de capacidade ocorre, anualmente, na 1.ª segunda-feira do mês de julho, o RT passou a prever a publicação desta informação até 1 de junho.

Neste contexto, com o início do ano gás 2019-2020, a vigência das tarifas reguladas pela ERSE, incluindo as tarifas de Uso da Rede de Transporte aplicáveis às entradas a partir das interligações e às saídas para as interligações, passa a coincidir com o ano de atribuição de capacidade. Esta situação permite a harmonização de procedimentos e a adequada informação aos agentes do mercado europeu, contribuindo para a efetiva aplicação dos códigos de rede, no esforço de integração de mercados a nível europeu.

O Quadro 3-18 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada da rede de transporte, a aplicar como preços de reserva nos produtos de capacidade firme do ano gás 2020-2021.

²⁰ O Código de Rede de Tarifas define como «*metodologia de preço de referência*» a metodologia aplicada à parte das receitas provenientes dos serviços de transporte a recuperar por meio de tarifas de transporte baseadas na capacidade, com o objetivo de obter preços de referência. Por sua vez, o referido código de rede define como «*preço de referência*» o preço para um produto de capacidade firme com a duração de um ano, aplicável nos pontos de entrada e de saída e que é utilizado para estabelecer tarifas de transporte baseadas na capacidade.

²¹ Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão.

²² 05h00 UTC de 1 de outubro até às 05h00 UTC de 1 de outubro do ano seguinte.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	CAPACIDADE CONTRATADA (produto de capacidade firme)	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
VIP Ibérico (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto anual	0,00009482	
Produto trimestral	0,00012327	
Produto mensal	0,00014223	
Produto diário	0,00018964	
Produto intradiário		0,00020860
Terminal GNL		
Produto anual	0,00008733	
Produto trimestral	0,00011353	
Produto mensal	0,00013100	
Produto diário	0,00017467	
Produto intradiário		0,00019213
Armazenamento Subterrâneo		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,000000

Refira-se que, desde o ano gás 2019-2020, os preços de entrada são diferentes entre as interligações internacionais e o terminal de GNL, refletindo a estrutura de preços que resulta da metodologia de preço de referência. Recorda-se que no passado estes dois preços eram equalizados por os respetivos custos incrementais médios de longo prazo serem semelhantes.²³ No entanto, o Código de Rede de Tarifas impossibilita que um ajustamento por equalização possa ocorrer entre pontos de interligação e pontos de ligação com instalações de GNL.²⁴

²³ Até ao ano gás 2018-2019 as tarifas de Uso da Rede de Transporte eram determinadas a partir de uma estrutura de custos incrementais médios de longo prazo, determinada com um modelo tarifário designado como «modelo matricial».

²⁴ O Código de Rede de Tarifas limita a equalização de preços após a aplicação da metodologia de preço de referência a alguns ou a todos os pontos dentro de um grupo homogéneo de pontos [ponto 4.b) do artigo 6.º]. De acordo com a definição de «grupo homogéneo de pontos» no número 10 do artigo 3.º, pontos de interligação e instalações de GNL não pertencem a um grupo homogéneo de pontos, estando impossibilitada a equalização de preços.

O preço de entrada nulo a partir do armazenamento subterrâneo resulta da aplicação de um desconto previsto no Código de Rede de Tarifas, o qual foi fixado pela ERSE em 100% para o ponto de entrada a partir do armazenamento subterrâneo.

O Quadro 3-19 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, designadamente as interligações internacionais, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo. Os preços apresentados nesse quadro correspondem aos preços de reserva dos produtos de capacidade firme do ano gás 2020-2021.

Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de saída

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	CAPACIDADE CONTRATADA (produto de capacidade firme)	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
VIP Ibérico (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto anual	0,00002859	
Produto trimestral	0,00003716	
Produto mensal	0,00004288	
Produto diário	0,00005717	
Produto intradiário		0,00006289
Terminal GNL		
Produto anual	0,00000000	
Produto trimestral	0,00000000	
Produto mensal	0,00000000	
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,00000000
Armazenamento Subterrâneo		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,000000

No ponto de saída para o terminal de GNL aplica-se um preço nulo de capacidade. Esta opção é justificada por se tratarem de nomeações em contrafluxo que contribuem para libertar capacidade em fluxo, dado se tratar de uma ligação unidirecional do terminal de GNL para a rede de transporte.

O preço de saída nulo para o armazenamento subterrâneo resulta da aplicação de um desconto previsto no Código de Rede de Tarifas, o qual foi fixado pela ERSE em 100%, a aplicar ao ponto de saída para o armazenamento subterrâneo.

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, são aplicados aos preços dos produtos anuais os fatores multiplicativos que constam do Quadro 3-20. O racional da escolha dos fatores é apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021”.

Quadro 3-20 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de interface com a rede de transporte

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	MULTIPLICADORES
(por ponto de entrada e ponto de saída)	
VIP Ibérico (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
Armazenamento Subterrâneo	
Produto diário	1,0
Produto intradiário	1,1

Refira-se que os multiplicadores para cada infraestrutura são iguais para a função de ponto de entrada e a função de ponto de saída.

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

3.4.3.2 PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL

O Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão, de 16 de março, que estabelece um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, define que os operadores de redes de transporte devem oferecer produtos de capacidade interruptível normalizados pelo menos nos horizontes diário e intradiário nos pontos de interligação.

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 da Comissão, de 16 março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, estabelece no artigo 16.º que o preço da capacidade interruptível para pontos de interligação é calculado com base num desconto em relação ao preço da capacidade firme. Esse desconto pode ser determinado antes da ocorrência da interrupção (desconto prévio), com base na probabilidade de interrupção, ou após a ocorrência da interrupção (desconto posterior), o que constitui uma compensação paga aos utilizadores da rede pela interrupção.

Tendo em conta o disposto no referido código de rede, o Regulamento Tarifário²⁵ prevê em Portugal a aplicação, por defeito, do desconto posterior para determinar o preço dos produtos de capacidade interruptível normalizados nos pontos de interligação internacional. Apenas se no ano gás anterior tiver ocorrido nos pontos de interligação uma interrupção de capacidade devido a congestionamento físico, deve ser aplicado o desconto prévio.²⁶

²⁵ Regulamento Tarifário do setor do gás natural foi aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio.

²⁶ O desconto prévio implica que o preço do produto de capacidade interruptível normalizado considere um desconto percentual sob o preço do produto de capacidade firme normalizado no mesmo horizonte. O desconto prévio, em percentagem, é dado pela seguinte fórmula: $\text{Desconto prévio} = \text{Pro} \times A \times 100\%$, em que **Pro** é a probabilidade de interrupção a fixar pela ERSE após proposta do Operador da Rede de Transporte; e **A** é o fator de ajustamento a fixar pela ERSE, após proposta do Operador da Rede de Transporte, de modo a refletir o valor económico estimado do tipo de produto de capacidade interruptível normalizado, e que não deve ser inferior a 1.

Assim, e na ausência, à data, de interrupções de capacidade devido a congestionamento físico na rede de transporte, será aplicado no ano gás 2020-2021 o desconto posterior nos pontos de interligação internacional. Em resultado, e nos termos do Regulamento Tarifário, os preços de reserva dos produtos de capacidade interruptível normalizados são iguais aos preços de reserva dos produtos de capacidade firme normalizados no mesmo horizonte, aplicando-se um desconto posterior no caso de ocorrer uma interrupção. O desconto posterior consiste na compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção, igual a três vezes o preço de reserva dos produtos de capacidade firme normalizados diários.

Nos termos da Diretiva n.º 8/2019, de 4 de abril, os preços dos produtos de capacidade interruptível serão iguais aos preços dos produtos de capacidade firme da mesma maturidade para os pontos de interligação internacionais, aplicando-se adicionalmente o mecanismo de desconto posterior. O desconto posterior é determinado nos termos do estabelecido no artigo 4.º, n.ºs 1 e 2, da referida diretiva e consiste numa compensação a pagar ao titular do produto de capacidade interruptível. A compensação é paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção do produto de capacidade interruptível e deve ser igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários, a incidir sobre o valor de capacidade contratada do produto que foi interrompido, de acordo com a seguinte fórmula:

$$\underbrace{\text{Desconto posterior}}_{\text{€}} = 3 \cdot \underbrace{\text{Preço de reserva (produto firme diário)}}_{\text{€/kWh/dia}} \cdot \underbrace{\text{Capacidade contratada}}_{\text{kWh/dia}}$$

A aplicação do desconto posterior deve ser realizada na liquidação mensal do uso da rede 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.

Nos outros pontos de interface com a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) procede-se à aplicação de um desconto prévio para os produtos de capacidade interruptível, designadamente nos pontos de interface da RNTGN com o Terminal de GNL e com o Armazenamento Subterrâneo. Os produtos de capacidade interruptível previstos no Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI), aprovado pela Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro de 2017, e alterado pela Diretiva n.º 7/2020, de 21

de abril, excetuando os produtos de capacidade interruptível nos pontos de interligação já referidos, são os seguintes²⁷:

- Produto intradiário de capacidade interruptível no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL;
- Produto diário de capacidade interruptível no ponto de saída para o Terminal de GNL;
- Produto intradiário de capacidade interruptível no ponto de saída para o Terminal de GNL;
- Produto intradiário de capacidade interruptível no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo;
- Produto intradiário de capacidade interruptível no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo.

O desconto prévio para os produtos de capacidade interruptível a disponibilizar nos pontos de interface da RNTGN com o Terminal de GNL e com o Armazenamento Subterrâneo será obtido pela seguinte expressão ²⁸:

$$\text{Desconto}_{\text{prévio}}^{\text{interrup}} = \text{Pro} \times A \times 100\%$$

em que:

- Desconto_{prévio}^{interrup} é o nível do desconto prévio, em percentagem, a aplicar aos preços de reserva dos produtos de capacidade firme normalizados para determinar os preços de reserva dos produtos de capacidade interruptível normalizados
- Pro é a probabilidade de interrupção, a fixar pela ERSE após proposta do ORT, e que se refere ao tipo de produto de capacidade normalizado para capacidade interruptível;
- A é o fator de ajustamento a fixar pela ERSE, após proposta do ORT, de modo a refletir o valor económico estimado do tipo de produto de capacidade interruptível normalizado, e que não deve ser inferior a 1.

Tendo em conta que a alteração ao MPAI, nos termos da Diretiva n.º 7/2020, introduziu novos produtos de capacidade interruptível nos pontos de interface da RNTGN com o Terminal de GNL e com o

²⁷ Os produtos intradiários de capacidade interruptível no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL, no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo e no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo ficaram previstos no MPAI desde a alteração introduzida pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril.

²⁸ A expressão é equivalente à fórmula do desconto prévio aplicável aos produtos de capacidade interruptível a disponibilizar nos pontos de interface da RNTGN com os pontos de interligação internacional.

Armazenamento Subterrâneo, importa estabelecer os preços de reserva dos referidos produtos de capacidade interruptíveis, mediante a aplicação do desconto prévio nesses casos.

No caso do ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo, do ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo e do ponto de saída para o Terminal de GNL, os preços de reserva dos produtos de capacidade firmes têm um preço nulo. Uma vez que para estes pontos o desconto prévio irá resultar necessariamente num preço igualmente nulo, assume-se para estes casos que a probabilidade de interrupção é zero ($Pro = 0$) e que o fator de ajustamento é unitário ($A=1$). Estes parâmetros resultam num desconto prévio igual a zero nestes produtos de capacidade interruptível.

No caso do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL, e considerando que o preço de reserva do produto de capacidade firme neste interface é superior zero, a ERSE fixa a probabilidade interrupção em 28% ($Pro = 28\%$) e o fator de ajustamento igual à unidade ($A=1$). Estes parâmetros resultam num desconto prévio de 28% para o produto de capacidade interruptível no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL. A fixação dos parâmetros teve em conta a obtenção de um desconto prévio igual ao valor publicado no ano gás 2017-2018, último ano gás em que a ERSE publicou descontos prévios para a determinação dos preços de reserva para produtos de capacidade interruptíveis nas interligações internacionais.

Uma vez que o produto de capacidade interruptível no ponto de entrada na rede a partir do Terminal de GNL apenas ficou previsto no MPAI já no final de março de 2020 ²⁹, a ERSE solicitou ao Operador da Rede de Transporte a apresentação de um estudo para determinar a probabilidade de interrupção neste ponto de interface da RNTGN. Após à análise do estudo enviado a 27 de março de 2020, a ERSE concluiu que a ausência de dados históricos aconselha a uma prudência acrescida no processo tarifário, tendo a ERSE adotado um desconto prévio igual ao último valor publicado no ano gás 2017-2018. Com vista a robustecer a adequabilidade do desconto no futuro a ERSE vai solicitar ao ORT que este envie para efeitos da aprovação das tarifas reguladas para o próximo ano gás um novo estudo de forma a beneficiar de dados de utilização sobre este novo produto de capacidade interruptível.

Atendendo à aplicação do desconto posterior nos pontos de interface da RNTGN com as interligações internacionais, e atendendo à aplicação do desconto prévio nos pontos de interface da RNTGN com o

²⁹ Com referência à data de aprovação pela ERSE. As alterações ao MPAI foram publicadas em Diário da República em 21 de abril de 2020

Terminal de GNL e com o Armazenamento Subterrâneo, nos termos anteriormente referidos, apresentam-se nos quadros seguintes os preços de reserva da tarifa de Uso da Rede de Transporte dos produtos de capacidade interruptível nos pontos de entrada (Quadro 3-21) e nos pontos de saída da rede de transporte (Quadro 3-22).

Quadro 3-21 - Preços de reserva da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos ponto de entrada da rede de transporte

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	CAPACIDADE CONTRATADA (produto de capacidade interruptível)	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
VIP Ibérico (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto diário interruptível	0,00018964	
Produto intradiário interruptível		0,00020860
Terminal GNL		
Produto intradiário interruptível		0,00013833
Armazenamento Subterrâneo		
Produto intradiário interruptível		0,000000

Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos ponto de saída da rede de transporte

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	CAPACIDADE CONTRATADA (produto de capacidade interruptível)	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
VIP Ibérico (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto diário interruptível	0,00005717	
Produto intradiário interruptível		0,00006289
Terminal GNL		
Produto diário interruptível	0,00000000	
Produto intradiário interruptível		0,00000000
Armazenamento Subterrâneo		
Produto intradiário interruptível		0,000000

3.4.3.3 PREÇOS PARA CLIENTES E OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nas saídas para os clientes em AP (incluindo centros electroprodutores) e para os operadores das redes de distribuição, os preços de capacidade são aplicáveis à capacidade utilizada, ou seja, ao consumo máximo diário em determinado intervalo temporal, normalmente dado pelos últimos doze meses.³⁰ Para além da tarifa para longas utilizações, os clientes em AP podem optar ainda por uma de três opções tarifárias adicionais, designadas por tarifa flexível anual, tarifa flexível mensal e tarifa flexível diária.

Nas saídas para as instalações abastecidas por UAG, propriedade de clientes, os preços de capacidade são convertidos em preços de energia, sendo aplicáveis apenas preços de energia. A conversão utiliza uma modelação de consumo de 150 dias por ano.

O Quadro 3-23 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

³⁰ Exceções ao intervalo temporal de doze meses são as tarifas flexíveis mensais e diárias, bem como o termo de capacidade mensal adicional da tarifa flexível anual.

**Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída
(redes de distribuição, clientes em AP e instalações abastecidas por UAG)**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída e opção tarifária)	PREÇOS
Redes de Distribuição e Clientes em AP - Longas utilizações	
Capacidade utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,006992
Clientes em AP - Tarifa flexível anual	
Capacidade base anual EUR/(kWh/dia)/mês	0,006992
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,010488
Clientes em AP - Tarifa flexível mensal	
Capacidade mensal (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,010488
Capacidade mensal (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/mês	0,020976
Clientes em AP - Tarifa flexível diária	
Capacidade diária (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/dia	0,001379
Capacidade diária (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/dia	0,002299
Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)	
Energia (EUR/kWh)	0,00055936

3.4.3.4 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 ³¹, prevê a sociedade MIBGAS, S.A. como a plataforma de negociação do sistema nacional gás natural (SNGN) entre Portugal e Espanha ³².

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

³¹ Alterado pela Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro.

³² Reconhecida como tal pela Portaria 643/2015, de 21 de agosto.

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

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 de capacidade firme trimestral de entrada e saída da RNT, no VIP Ibérico.

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

3.5.1 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 3-13.

Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	0,0210

3.5.2 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 a recuperar da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema imputáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição.

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 3-25 e no Quadro 3-26.

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 3-27, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 3-25 - 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}				0,00047978
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00048012
			≥ 2 000 000	0,00048012
	Flexível Anual			0,00048012
	Flexível Mensal			0,00048012
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00048012
			≥ 2 000 000	0,00048012
Mensal		10 000 - 100 000	0,00048012	
		≥ 100 001	0,00048012	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00048175
			≥ 700 000	0,00048175
	Flexível Anual			0,00048175
	Flexível Mensal			0,00048175
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00048175
			≥ 700 000	0,00048175
Mensal		10 000 - 100 000	0,00048175	
		≥ 100 001	0,00048175	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00048175
		Escalão 2	221 - 500	0,00048175
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00048175
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00048175

Quadro 3-26 - 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}				-0,00010392
UGS II _{<ORD}				-0,00001785
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	-0,00010399
			≥ 2 000 000	-0,00010399
	Flexível Anual			-0,00010399
	Flexível Mensal			-0,00010399
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	-0,00010399
			≥ 2 000 000	-0,00010399
Mensal		10 000 - 100 000	-0,00010399	
		≥ 100 001	-0,00010399	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	-0,00010435
			≥ 700 000	-0,00010435
	Flexível Anual			-0,00010435
	Flexível Mensal			-0,00010435
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	-0,00010435
			≥ 700 000	-0,00010435
Mensal		10 000 - 100 000	-0,00010435	
		≥ 100 001	-0,00010435	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00001793
		Escalão 2	221 - 500	-0,00001793
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00001793
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00001793

Quadro 3-27 - 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	0,00037612
			≥ 2 000 000	0,00037612
	Flexível Anual			0,00037612
	Flexível Mensal			0,00037612
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00037612
			≥ 2 000 000	0,00037612
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00037612
			≥ 100 001	0,00037612
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00037740
			≥ 700 000	0,00037740
	Flexível Anual			0,00037740
	Flexível Mensal			0,00037740
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00037740
			≥ 700 000	0,00037740
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00037740
			≥ 100 001	0,00037740
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00046382
		Escalão 2	221 - 500	0,00046382
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00046382
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00046382

3.5.3 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, devem proporcionar os proveitos permitidos 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 3-28 - 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}				0,00036751
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00036777
			≥ 2 000 000	0,00036777
	Flexível Anual			0,00036777
	Flexível Mensal			0,00036777
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00036777
			≥ 2 000 000	0,00036777
Mensal		10 000 - 100 000	0,00036777	
		≥ 100 001	0,00036777	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00036902
			≥ 700 000	0,00036902
	Flexível Anual			0,00036902
	Flexível Mensal			0,00036902
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00036902
			≥ 700 000	0,00036902
Mensal		10 000 - 100 000	0,00036902	
		≥ 100 001	0,00036902	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00036902
		Escalão 2	221 - 500	0,00036902
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00036902
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00036902

3.5.4 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 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 2020-2021”.

3.5.4.1 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 3-29, no Quadro 3-30 e no Quadro 3-31.

Quadro 3-29 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP									
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
				Diária	Mensal				
				(EUR/mês)					
URD_{MP}				13,3578	13,3578	0,00045223	0,00002346	0,023306	
MP	Longas Utilizações	< 2 000 000		13,3578		0,00088185	0,00002346	0,023306	
		≥ 2 000 000		13,3578		0,00045223	0,00002346	0,023306	
	Curtas Utilizações	< 2 000 000		13,3578		0,00375534	0,00002346	0,004894	
		≥ 2 000 000		13,3578		0,00312945	0,00002346	0,004894	
Mensal		10 000 - 100 000			59,9524	0,00531614	0,00488737		
		≥ 100 001			13,3578	0,00389438	0,00346561		
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000				0,00171407	0,00002354		
		≥ 700 000				0,00171407	0,00002354		
	Flexível Anual						0,00171407	0,00002354	
	Flexível Mensal						0,00171407	0,00002354	
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000					0,00171407	0,00002354	
		≥ 700 000					0,00171407	0,00002354	
	Mensal	10 000 - 100 000					0,00171407	0,00002354	
		≥ 100 001					0,00171407	0,00002354	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220				0,00164399		
		Escalão 2	221 - 500				0,00164399		
		Escalão 3	501 - 1 000				0,00164399		
		Escalão 4	1 001 - 10 000				0,00164399		

Quadro 3-30 - 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 (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
MP	Flexível	13,3578		0,00045223	0,00002346	0,029133	0,058266

Quadro 3-31 - 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/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
MP	Flexível	13,3578		0,00045223	0,00002346	0,023306	0,029133

3.5.4.2 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 3-32, no Quadro 3-33 e no Quadro 3-34.

Quadro 3-32 - Preços da tarifa de URD em BP >

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >									
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
				Diária	Mensal				
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)		
URD _{BP>}				1,7154	1,7154	0,00494563	0,00011397	0,042164	
BP>	Longas Utilizações	10 000		1,7154		0,00494563	0,00011397	0,042164	
		≥ 700 000		1,7154		0,00173097	0,00011397	0,042164	
	Curtas Utilizações	10 000		1,7154		0,01211679	0,00011397	0,009276	
		≥ 700 000		1,7154		0,00993577	0,00011397	0,009276	
	Mensal	10 000 - 100 000			64,4784		0,01053035	0,00891335	
		≥ 100 001			282,6152		0,00717982	0,00556282	

Quadro 3-33 - 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 (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
BP>	Flexível	1,7154		0,00494563	0,00011397	0,052705	0,105409

Quadro 3-34 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível anual)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
		Diária	Mensal				
		(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
BP>	Flexível	1,7154		0,00494563	0,00011397	0,042164	0,052705

3.5.4.3 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 3-35 - Preços da tarifa de URD em BP <

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Tarifas	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (EUR/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
URD _{BP<}			0,4293	0,00906662	0,00011397	0,045295
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,4293	0,02960088		
	Escalão 2	221 - 500	1,2156	0,02601049		
	Escalão 3	501 - 1 000	2,1103	0,02384259		
	Escalão 4	1 001 - 10 000	2,8993	0,02302762		

3.6 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

3.6.1 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 2020-2021, bem como o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte). Adicionalmente a tarifa reflete o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural, que decorre do Decreto-Lei n.º 140/2006, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, na redação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março e pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, na redação da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.

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.

Quadro 3-36 - 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)	0,01721506

A ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário em abril de 2020, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação da tarifa de energia, que prevê a possibilidade de esta tarifa ser revista trimestralmente³³. De acordo com o previsto no artigo 124.º-A do Regulamento Tarifário, os parâmetros β_t e μ_t para o ano gás 2020-2021, são os seguintes:

$$\beta_t = 0,5$$

$$\mu_t = 0,004 \text{ EUR/kWh}$$

De acordo com os n.ºs 4 e 5 do referido artigo, a atualização da tarifa de Energia para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas é repercutida nas várias tarifas de energia aplicadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas, bem como em todos os preços de energia da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de último recurso retalhistas.

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

Os preços da tarifa de Energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m³, apresentam-se no quadro seguinte. Esta tarifa poderá ser revista trimestralmente, devido ao mecanismo de adequação da tarifa de energia referido no ponto anterior.

³³ Mecanismo aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril.

Quadro 3-37 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA		PREÇOS
Baixa Pressão ≤ 10 000 m ³ (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,01728568
	Escalão 2	0,01728568
	Escalão 3	0,01728568
	Escalão 4	0,01728568

3.6.3 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 poderá ser revista trimestralmente, devido ao mecanismo de adequação da tarifa de energia referido no ponto 3.6.1.

Quadro 3-38 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA		PREÇOS
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)		0,02505187

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

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

Quadro 3-39 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	2,20
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00054193

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

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

Quadro 3-40 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,14
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00101799

3.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.7.1 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 e opções flexíveis).

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 2020-2021

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000533	0,006992			0,00022988		
Flexível Diária	0,000533					0,00137928	0,00229880
Flexível Mensal	0,000533		0,010488	0,020976		0,00034481	0,00068963
Flexível Anual	0,000533	0,006992	0,010488		0,00022988	0,00034481	

Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2020-2021

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000373	0,006992			0,00022988		
Flexível Diária	0,000373					0,00137928	0,00229880
Flexível Mensal	0,000373		0,010488	0,020976		0,00034481	0,00068963
Flexível Anual	0,000373	0,006992	0,010488		0,00022988	0,00034481	

Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2020-2021

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000373	0,007342	0,00024138

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

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2020-2021

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (EUR/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (EUR/dia)	Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)			
			Longas Utilizações	< 2 000 000			
	≥ 2 000 000	13,38	0,001196	0,000767	0,023306	0,4399	0,00076623
Curtas Utilizações	< 2 000 000	13,38	0,004499	0,000767	0,004894	0,4399	0,00016091
	≥ 2 000 000	13,38	0,003873	0,000767	0,004894	0,4399	0,00016091
Mensal	10 000 - 100 000	59,97	0,006060	0,005631		1,9717	

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2020-2021 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (EUR/mês)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Termo tarifário fixo (EUR/dia)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)		(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
		Flexível	13,38	0,001196	0,000767		0,029133	0,058266

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2020-2021 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)		(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
		Flexível	13,38	0,001196	0,000767		0,023306	0,029133

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2020-2021

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
			Longas Utilizações	10 000 - 700 000			
	≥ 700 000	1,74	0,004191	0,000884	0,042164	0,0571	0,00138620
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	1,74	0,014577	0,000884	0,009276	0,0571	0,00030496
	≥ 700 000	1,74	0,012396	0,000884	0,009276	0,0571	0,00030496
Mensal	10 000 - 100 000	64,50	0,012991	0,009683		2,1205	
	≥ 100 001	282,64	0,009640	0,006333		9,2921	

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2020-2021 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (EUR/mês)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Termo tarifário fixo (EUR/dia)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)		(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
		Flexível	1,74	0,007406	0,000884		0,052705	0,105409

Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2020-2021 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês		(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
		Flexível	1,74	0,007406	0,000884		0,042164	0,052705

Quadro 3-50 - 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 2020-2021

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)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,45	0,032078	0,0148
Escalão 2	221 - 500	1,24	0,028487	0,0407
Escalão 3	501 - 1 000	2,13	0,026319	0,0701
Escalão 4	1 001 - 10 000	2,92	0,025504	0,0960

Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m³/ano, podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP, que dependem do consumo anual do cliente (série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos) e da sua distância à rede de AP.

A metodologia do desconto a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, está definida no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”.

Para o ano gás 2020-2021 o desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, considera a modulação real (238 dias/ano) dos atuais consumidores beneficiários deste desconto. O desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos definidos na equação:

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,001984 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W}$$

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.

Ao abrigo do artigo 26.º do Regulamento Tarifário, 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.

3.7.3 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 de Uso da Rede de Transporte, do preço da tarifa de Uso Global do Sistema e do preço da tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador. 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 modulação de 150 dias.

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2020-2021

INSTALAÇÕES ABASTECIDAS POR UAG (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes (EUR/kWh)	0,00095998
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00055936
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00037262
Componente de OLMC (EUR/kWh)	0,00002800

3.8 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2022.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório, 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. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

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.

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

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 2019-2020, 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 2020-2021, 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 agravamento tendo em conta a evolução dos mercados de gás natural para o ano gás 2020-2021, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores.

Por fim, a variável resultante $FA_{i,p}$ corresponde ao fator de agravamento da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, aplicável a partir de 1 de outubro de 2020, a cada um dos segmentos de consumidores.

Atualmente não há fornecimentos em Média Pressão (MP) a serem efetuados por comercializadores de último recurso, pelo que deixam de ser publicadas tarifas transitórias em MP.

No Quadro 3-52 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de outubro de 2020, assim como o valor das variáveis que o determinam. Não é aplicado qualquer fator de agravamento na BP<.

Quadro 3-52 - Fatores de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2020

€/MWh	$Te_{i,p,1}$	$Curg_p$	$Te_{i,p,1}-Curg_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
BP>	25,61	16,38	9,23	-1,46	7,77
BP<	19,57	16,38	3,19	-3,19	0,00

No Quadro 3-53 apresentam-se as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultantes dos fatores de agravamento da tarifa de energia transitória do CUR retalhista, a partir de 1 de outubro de 2020.

O valor da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais no ano gás 2019-2020 considera o efeito da revisão trimestral das tarifas, sendo calculado através da ponderação dos preços em vigor nos vários trimestres do ano gás 2019-2020.

Quadro 3-53 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2020

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Baixa Pressão BP > (> 10 000 m ³ /ano)	-4,6%
Baixa Pressão < (< 10 000 m ³ /ano)	-4,6%

* Os limites de consumo indicados são indicativos

3.8.1 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 outubro de 2020. A ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário em abril de 2020, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação

da tarifa de energia, que prevê a possibilidade da tarifa de energia e das tarifas que dela dependem serem revistas trimestralmente³⁴.

De salientar que os preços das transitórias de Venda a Clientes Finais neste ano gás de 2020-2021 passaram a ser iguais em todo o território nacional, tendo-se assim atingindo a uniformidade nestas tarifas, tal como descrito no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021”.

Quadro 3-54 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano					
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	1,91	0,0527	0,0629
Escalão 2	221	- 500	2,88	0,0493	0,0947
Escalão 3	501	- 1 000	4,17	0,0461	0,1370
Escalão 4	1 001	- 10 000	4,57	0,0451	0,1502

3.8.2 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 outubro de 2020.

³⁴ Mecanismo aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril.

Quadro 3-55 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m ³ ANO					Comercializador de último recurso retalhista		
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária	10 000 - 700 000	5,87	0,033476	0,026954	0,042164	0,1931	0,00138620
	≥ 700 000	5,87	0,030261	0,026954	0,042164	0,1931	0,00138620
Mensal	10 000 - 100 000	68,64	0,039061	0,035753		2,2565	
	≥ 100 000	286,77	0,035710	0,032403		9,4282	

3.9 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, alterada pelo Regulamento (UE) 2018/1999 e Diretiva(UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho.

O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na redação da Lei 7-A/2016, de 30 de março 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 sector elétrico.

O artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 introduziu 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 eletricidade e gás natural, com vista a um modelo único e automático.

De acordo com o artigo 209.º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, 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 4131/2020, de 30 de março, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de julho de 2020 até setembro de 2021, correspondendo a um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais. Este desconto é veiculado através da tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a oferta do mesmo por todos os comercializadores, representando um desconto médio de 57,8% 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.

Estes descontos são incluídos na tarifa social de Acesso às Redes, sendo ambos apresentados no capítulo 3.9.1, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas no capítulo 3.9.2.

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 35 700 clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2019, representando um decréscimo de 2% em relação ao trimestre homólogo, e um acréscimo de 1% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2020-2021 prevê-se que cerca de 36 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

Quadro 3-56 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural

	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	Varição T42019/T42018	Varição T42019/T32019
Mercado Regulado	4 307	4 159	4 015	3 425	3 360	3 292	3 234	3 019	3 013	2 945	2 894	2 734	-9%	-6%
Mercado Livre	31 489	31 957	31 813	31 794	32 386	32 347	32 469	33 239	32 967	32 229	32 310	32 888	-1%	2%
Total	35 796	36 116	35 828	35 219	35 746	35 639	35 703	36 258	35 980	35 174	35 204	35 622	-2%	1%

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.

3.9.1 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 2020-2021, 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)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,00	0,014473	0,0000
Escalão 2	221 - 500	0,00	0,014127	0,0000

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

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)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,45	0,017605	0,0148
Escalão 2	221 - 500	1,24	0,014360	0,0407

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

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais Social dos Comercializadores de último recurso retalhistas, aplicáveis aos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2020, apresentam-se nos quadros seguintes.

De salientar que os preços tarifa de Venda a Clientes Finais Social neste ano gás de 2020-2021 passaram a ser iguais em todo o território nacional, resultado da uniformidade tarifária das tarifas transitórias Venda a Clientes, tal como descrito no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021”.

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

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	1,46	0,0351	0,0481
Escalão 2	221	- 500	1,64	0,0349	0,0539

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2020-2021

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, a REN Portugal Distribuição e a Sonorgás propuseram a manutenção, para o ano gás 2020-2021, dos preços regulados para os serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural, bem como de leitura extraordinária, considerando que os preços em vigor se mantêm compatíveis com os custos em que incorrem com a

prestação dos serviços. Da mesma forma, estes operadores das redes de distribuição propuseram a manutenção dos valores relativos às ligações às redes de distribuição.

Cabe referir que a Sonorgás não apresentou à ERSE, em tempo útil, propostas para os preços dos serviços regulados a vigorarem em 2020-2021.

Em relação à quantia mínima a pagar em caso de mora, o Grupo Galp propôs que os valores atualmente em vigor se mantenham em 2020-2021, uma vez que considera que esses valores mantêm as características de equilíbrio entre os custos próprios das empresas e a necessidade de sinalização aos clientes incumpridores da geração de custos para o conjunto do SNGN, derivados desses incumprimentos.

Os restantes comercializadores de último recurso retalhistas não apresentaram à ERSE, em tempo útil, propostas no âmbito da quantia mínima a pagar em caso de mora.

4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2020-2021

Tendo em conta a convergência realizada no passado para a aderência aos custos, conjugada com as propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso retalhistas, assim como o Parecer do Conselho Tarifário à proposta submetida, a ERSE mantém, para o ano gás 2020-2021, os preços dos serviços regulados que vigoraram no ano gás 2019-2020.

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

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2020-2021 são os indicados no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2020-2021)

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor 2019-2020	Preços aprovados pela ERSE para 2020-2021	
			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	30,32	30,32	0%
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento	9,81	9,81	0%

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

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

4.3.2 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

Os encargos com a rede a construir no ano gás 2020-2021 são os indicados no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2020-2021)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor 2019-2020	Preços aprovados pela ERSE para 2020-2021	
		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 2020-2021 assume o valor apresentado no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2020-2021)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor 2019-2020	Preços aprovados pela ERSE para 2020-2021	
			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

As quantias mínimas a pagar em caso de mora assumem no ano gás 2020-2021 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 2020-2021)

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor 2019-2020	Preços aprovados pela ERSE para 2020-2021	
		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 requisitante, correspondem ao maior dos seguintes valores:

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

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 (F_j). 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 na proposta de tarifas para o ano gás 2020-2021 conduz aos seguintes fatores:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³(n)) – 0,039731 €/kWh
- Média Pressão – 0,015199 €/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 2020-2021 são os indicados no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Valores de referência

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor 2019-2020	Preços aprovados pela ERSE para 2020-2021	
		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.

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

- $P_{t,i}^j$ 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 são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT) até a um determinado custo máximo. Posteriormente, estes custos do ORT 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, previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Logística do Abastecimento de UAG, 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 12/2019, 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 2019-2020 são os seguintes:

$$F = 0,0086 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$\text{TF} = 110 \text{ €}$$

VALORES VERIFICADOS EM 2019

O Quadro 5-1 sumariza a informação disponibilizada pelo operador da rede de transporte e apresenta a evolução anual, desde o ano gás 2009-2010, do:

- Número de UAG que foram abastecidas no âmbito do SNGN;
- Número de transportes de GNL por camião-cisterna ocorridos;
- Total de energia transportada por esses camiões-cisterna;
- Custo total desse serviço;
- Custo aceite pelo SNGN, para efeitos de apuramento da tarifa de uso da rede de transporte.

Importa referir que nos números apresentados não são consideradas as cargas para a UAG de Socorridos, na Região Autónoma da Madeira³⁵, por não se considerarem no âmbito do SNGN³⁶.

Quadro 5-1 – Evolução das quantidades e custos de transporte de GNL

	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	3 404 915	3 220 621
2018	84	4672	1 391 256	4 037 341	3 861 732
2019	95	4985	1 481 459	4 500 935	4 198 839

Nota: valores sem IVA; não consideradas as cargas para a UAG Socorridos.

Comparativamente com 2018, há a destacar o aumento no número de UAG abastecidas (+13%) e número de cargas de camiões cisternas e respetiva energia transportada (+22% e +6%, respetivamente). Esta

³⁵ As cargas destinam-se à Central Termoelétrica da Vitória na Ilha da Madeira, 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 2019 verificaram-se 1 633 cargas para Socorridos, num total de 432 093 MWh de energia.

³⁶ Refere-se ainda que em 2019 não foram carregados camiões cisterna em Sines para destinos internacionais.

evolução resulta do aumento do número de UAG em exploração, nas associadas a licenças de utilização privativa de gás natural como às ligadas à RNDGN ³⁷.

A análise do quadro anterior permite concluir ainda que o mecanismo de preço máximo permitiu reduzir em cerca de 7% o valor do custo a incluir, em 2019, na atividade de transporte. A proporção do custo coberto³⁸ varia consoante o comercializador, situando-se entre 84% e 100%.

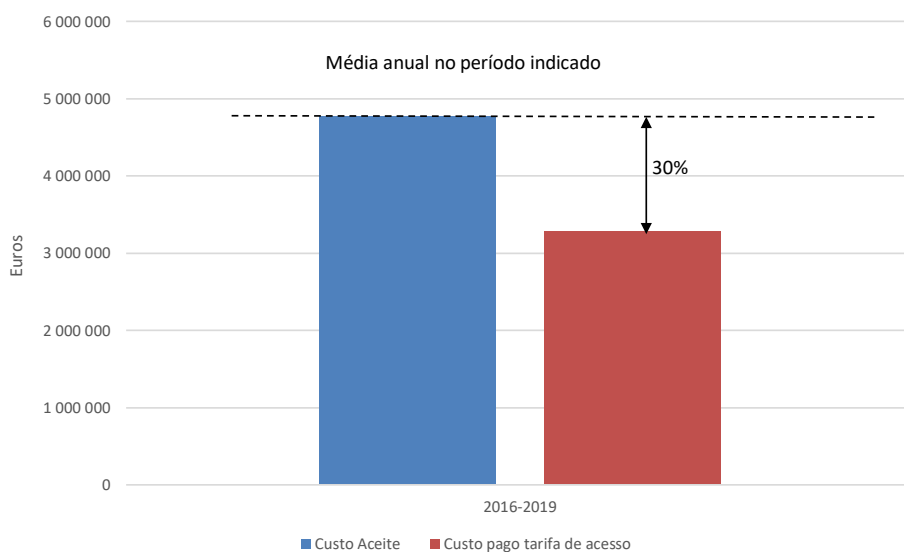
O sistema vigente, em que os comercializadores de clientes em redes abastecidas por UAG pagam a tarifa de acesso às redes, conduz a que o sobrecusto do transporte de GNL por camião face ao transporte por gasoduto seja refletido em todos os clientes. Importa assim analisar a evolução do referido sobrecusto. Na figura seguinte apresenta-se o custo aceite por transporte em camião cisterna e o custo suportado pelas mesmas quantidades em tarifa de acesso³⁹, em valor médio nos últimos três anos. Relativamente ao período 2015-2018, verifica-se um agravamento do sobrecusto, motivado por um aumento do custo de transporte por camião e uma diminuição da tarifa de acesso.

³⁷ As UAG da RNDGN passaram de 42 para 49 e as de cliente de 42 para 46.

³⁸ Quociente entre o custo aceite para um determinado comercializador e o custo total suportado por esse comercializador.

³⁹ Tarifas de acesso às redes a aplicar a instalações abastecidas por UAG públicas pela ERSE.

Figura 5-1 – Custo aceite com transporte de GNL em camião cisterna e custo com a tarifa de acesso



O Gestor Logístico de Unidades Autónomas de GNL (GL-UAG), conforme previsto no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG, entregou à ERSE o relatório anual de atividades relativo a 2019. Destaca-se o relevante papel desempenhado pelo GL-UAG durante as duas greves do sector do transporte rodoviário de matérias perigosas que ocorreram em abril e agosto de 2019. Verificou-se que, apesar do período conturbado vivido durante esses dois períodos, nenhuma UAG do SNGN sofreu rotura de abastecimento.

VALORES A VIGORAR PARA O ANO GÁS 2020-2021

A fórmula de cálculo e respetivos parâmetros do custo máximo aceite de transporte de GNL por camião cisterna manteve-se constante entre 2015 e 2019, tendo sofrido um aumento para o período tarifário vigente, motivado pelos acréscimos de custos verificados, em especial do custo do trabalho resultante no novo contrato coletivo de trabalho. Aquando da fixação dos parâmetros vigentes, a ERSE solicitou ao ORT a realização de um estudo que, envolvendo todos os comercializadores, permitisse obter informação detalhada e atualizada sobre este tema.

O ORT apresentou o estudo solicitado e a respetiva proposta de fórmula e parâmetros para o custo máximo aceite. Neste estudo foram envolvidos todos os comercializadores e o Gestor Logístico das UAG (GL – UAG). Os principais pressupostos assumidos na proposta do ORT são os seguintes:

- Foram tidos em consideração os custos previstos tendo por base os contratos estabelecidos entre os comercializadores e os transportadores, designadamente as revisões previstas nos respetivos contratos.
- Foi considerado um aumento de 10% nos custos resultante do IPC, combustíveis e, em especial, da revisão do acordo coletivo de trabalho ocorrida no final de 2019⁴⁰.
- O GL – UAG é responsável por cerca de 42% das cargas efetuadas, pelo que o peso que representa nos custos é também significativo. Este agente efetuou recentemente um novo concurso e respetivos contratos para transporte de GNL, assumindo-se assim que deles resultaram custos eficientes.
- As portagens são consideradas de forma autónoma. Não está ao alcance dos transportadores diminuir os custos com portagem, uma vez que se pretende privilegiar o uso das autoestradas por questões de segurança. Assim, o custo com as portagens é reconhecido diretamente pelo ORT, separadamente dos restantes.
- No caso de cargas partilhadas, ou seja, destinadas a mais do que uma UAG, passa a ser considerada a distância total (entre Sines e o destino final), em vez da distância média de cada UAG ao terminal. Passa assim a ser tida em consideração a distância efetivamente percorrida.

Importa referir que os novos contratos do GL-UAG passaram a incluir o transporte por ferrovia, solução que permite uma redução de custos face ao transporte rodoviário e uma maior segurança de abastecimento, por apresentar maior diversidade de alternativas. Esta nova solução utiliza contentores semelhantes aos utilizados para o transporte de GNL para a Madeira que são transportados de comboio de Sines até aos parques logísticos do Entroncamento e de Valongo, para posterior transporte rodoviário mais local até às UAG⁴¹. Este novo modelo contribui ainda para a segurança rodoviária e poderá ser melhor em termos ambientais.

A metodologia seguida para a determinação da fórmula e parâmetros propostos pelo ORT foi a seguinte:

⁴⁰ Esta revisão ocorreu após um complexo período de greve ocorrido em agosto de 2019.

⁴¹ Este transporte é feito sem recurso a camião cisterna, uma vez que os contentores utilizados são do tamanho normalizado para as habituais galeras dos camiões.

- Assume-se que há uma forte relação entre o custo e a distância entre o terminal de GNL de Sines e a UAG, pressuposto já utilizado nos anos anteriores.
- Para estimação da regressão linear, tendo por base os contratos e os pressupostos acima referidos, foram excluídos os pontos extremos (os que excedem em duas vezes o desvio padrão).

Tendo presente os pressupostos e a metodologia acima sintetizada, a proposta do ORT é a seguinte:

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

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.

Port (€) – Valor das portagens, por UAG.

Para o ano gás de 2020-2021, os parâmetros propostos são:

$$F = 0,0080 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$TF = 230 \text{ €}$$

A proposta apresentada, comparativamente com a solução vigente, representa um aumento estimado de 7,9%, ou seja, de 4,5 milhões de euros para 4,8 milhões de custos aceites pelo ORT. Considera-se aceitável o aumento estimado, tendo em conta o aumento de custos verificados no setor do transporte de mercadorias por rodovia, em especial no custo envolvido da mão-de-obra.

Tendo em conta o exposto, 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, para o ano gás 2020-21, resultam da aplicação da fórmula e parâmetros propostos pelo ORT.

6 ANÁLISE DE IMPACTES

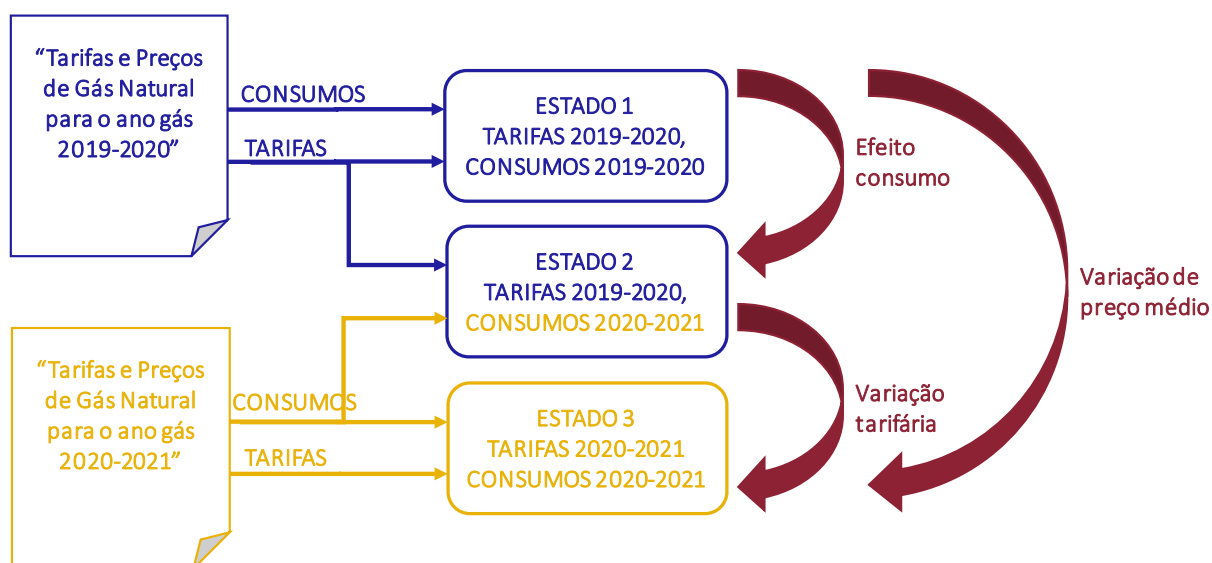
No presente capítulo apresentam-se os impactes verificados nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2020-2021. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda 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 2019-2020, consumos 2019-2020”: O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2019-2020, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2019-2020, conforme o documento “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2019-2020” da ERSE. O preço médio da tarifa de energia e da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais inclui o efeito da alteração destas tarifas em julho de 2020.
- “Tarifas 2019-2020, consumos 2020-2021”: O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2020-2021, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano gás 2019-2020.
- “Tarifas 2020-2021, consumos 2020-2021”: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2020-2021 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 2020-2021, 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 2019-2020 e 2020-2021. Verifica-se um acréscimo da tarifa de uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação e da tarifa de Uso Global do Sistema. Em sentido contrário, a tarifa de Armazenamento Subterrâneo e a tarifa de Uso da Rede de Transporte observam reduções tarifárias.

Na tarifa de uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação verifica-se uma redução do preço médio (-7,0%) potenciada pelo efeito consumo.

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo regista uma variação do preço médio praticamente nula (-0,1%) decorrente da variação tarifária (-1,1%) e do efeito consumo no sentido contrário (+1%).

A tarifa de uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte regista uma redução acentuada do preço médio (-57,1%), impulsionada por uma variação tarifária com o mesmo sentido.

No que se refere à tarifa de Uso Global do Sistema verifica-se o agravamento acentuado do preço médio (749,2%), consequência da variação tarifária no mesmo sentido.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão⁴²

Tarifa	Preço médio 2019-2020	Preço médio 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,60 €/MWh Receitas: 23 865 k€ Quantidades: 39 522 GWh	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	-7,0%	4,2%	-10,8%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 12 627 k€ Quantidades: 1 947 GWh	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	-0,1%	-1,1%	1,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	1,15 €/MWh Receitas: 73 191 k€ Quantidades: 63 636 GWh	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	-57,1%	-55,6%	-3,4%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,05 €/MWh Receitas: 3 139 k€ Quantidades: 63 636 GWh	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	749,2%	835,5%	-9,2%

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

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.

⁴² 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.

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 incorretas 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 2019-2020 para o ano gás 2020-2021. Os preços médios decrescem entre anos gás, essencialmente por efeito da variação tarifária, sendo que, no que se refere à tarifa de uso da Rede de Transporte do Operador da rede de transporte – Saídas, o efeito consumo também potencia a diminuição da variação do preço médio.

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 2019-2020	Preço médio 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Entradas	0,32 €/MWh Receitas: 20 494 k€ Quantidades: 63 636 GWh	0,14 €/MWh Receitas: 8 451 k€ Quantidades: 61 190 GWh	-57,1%	-64,3%	20,1%
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Saídas	0,83 €/MWh Receitas: 52 698 k€ Quantidades: 63 636 GWh	0,36 €/MWh Receitas: 21 730 k€ Quantidades: 61 190 GWh	-57,1%	-51,0%	-12,5%

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

Na Figura 6-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano gás 2019-2020 para o ano gás 2020-2021. O preço médio diminuiu de forma acentuada por efeito da variação tarifária.

Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Tarifa	Preço médio 2019-2020	Preço médio 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,01 €/MWh Receitas: 607 k€ Quantidades: 63 636 GWh	0,01 €/MWh Receitas: 478 k€ Quantidades: 61 190 GWh	-18,1%	-24,0%	7,7%

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 Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2019-2020 para o ano gás 2020-2021. Verifica-se que o preço médio aumentou, essencialmente devido à variação tarifária.

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Tarifa	Preço médio 2019-2020	Preço médio 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	7,71 €/MWh Receitas: 202 194 k€ Quantidades: 26 216 GWh	8,09 €/MWh Receitas: 211 332 k€ Quantidades: 26 138 GWh	4,8%	5,6%	-0,8%

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 6-6 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização, para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 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 cerca de 22% do preço médio, orientado pelo efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de Comercialização, o decréscimo estimado é de 1,4% no preço médio, devido ao decréscimo do efeito consumo (-2,5%) e em sentido contrário do acréscimo da variação tarifária (1,1%).

Figura 6-6 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais $\leq 10\,000\text{ m}^3$ ⁴³

Tarifa	Preço médio 2019-2020	Preço médio 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$	22,09 €/MWh Receitas: 17 593 k€ Quantidades: 797 GWh	17,29 €/MWh Receitas: 12 960 k€ Quantidades: 750 GWh	-21,7%	-21,7%	0,0%
Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$	9,12 €/MWh Receitas: 7 263 k€ Quantidades: 797 GWh	8,99 €/MWh Receitas: 6 740 k€ Quantidades: 750 GWh	-1,4%	1,1%	-2,5%

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 2019-2020 e o ano gás 2020-2021, 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 $10\,000\text{ m}^3$ e para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$.

A Figura 6-7 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: 3,0% para os Centros Eletroprodutores, 0,9% para os clientes industriais em AP, 9,5% em MP, 7,1% em BP> e 6,6% em BP<.

⁴³ As tarifas de 2019-2020 encontram-se ponderadas pelo preço de energia em vigor até 30 de junho de 2020 e o novo preço de energia decorrente da revisão trimestral a 1 de julho de 2020

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2019-2020, consumos 2019-2020	Tarifas 2020-2021, consumos 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	1,26 €/MWh Receitas: 25 696 k€ Quantidades: 20 325 GWh	0,87 €/MWh Receitas: 15 467 k€ Quantidades: 17 689 GWh	-30,8%	3,0%	-32,9%
Clientes em Alta Pressão	0,66 €/MWh Receitas: 11 297 k€ Quantidades: 17 048 GWh	0,72 €/MWh Receitas: 12 528 k€ Quantidades: 17 316 GWh	9,2%	0,9%	8,2%
Clientes em Média Pressão	2,35 €/MWh Receitas: 41 644 k€ Quantidades: 17 717 GWh	2,62 €/MWh Receitas: 46 548 k€ Quantidades: 17 780 GWh	11,4%	9,5%	1,7%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	10,74 €/MWh Receitas: 43 868 k€ Quantidades: 4 086 GWh	11,54 €/MWh Receitas: 46 865 k€ Quantidades: 4 060 GWh	7,5%	7,1%	0,4%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	30,02 €/MWh Receitas: 132 472 k€ Quantidades: 4 413 GWh	32,14 €/MWh Receitas: 138 147 k€ Quantidades: 4 298 GWh	7,1%	6,6%	0,4%

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 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores

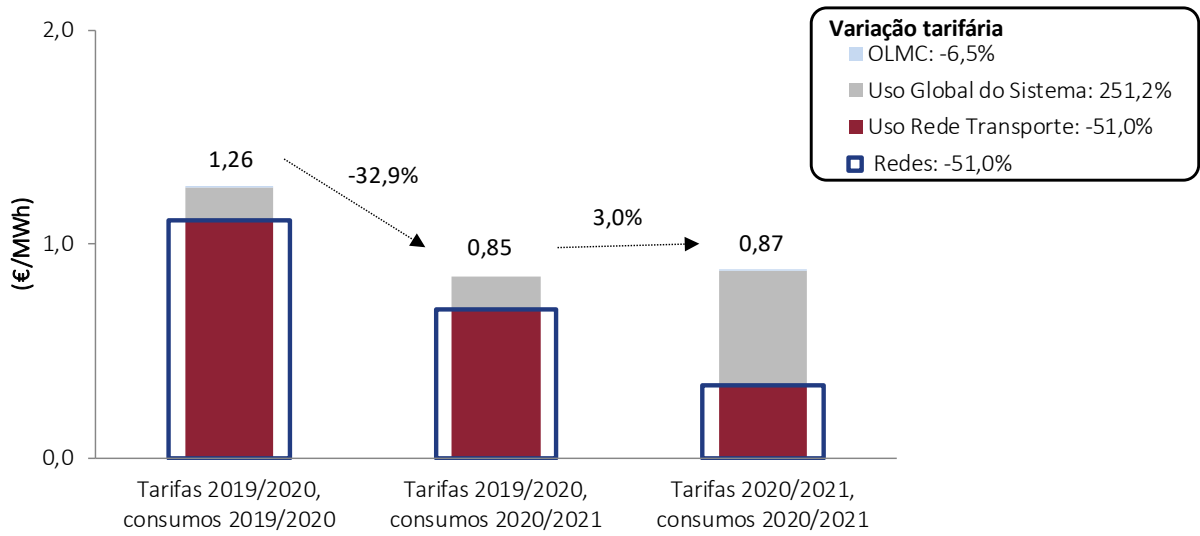


Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão

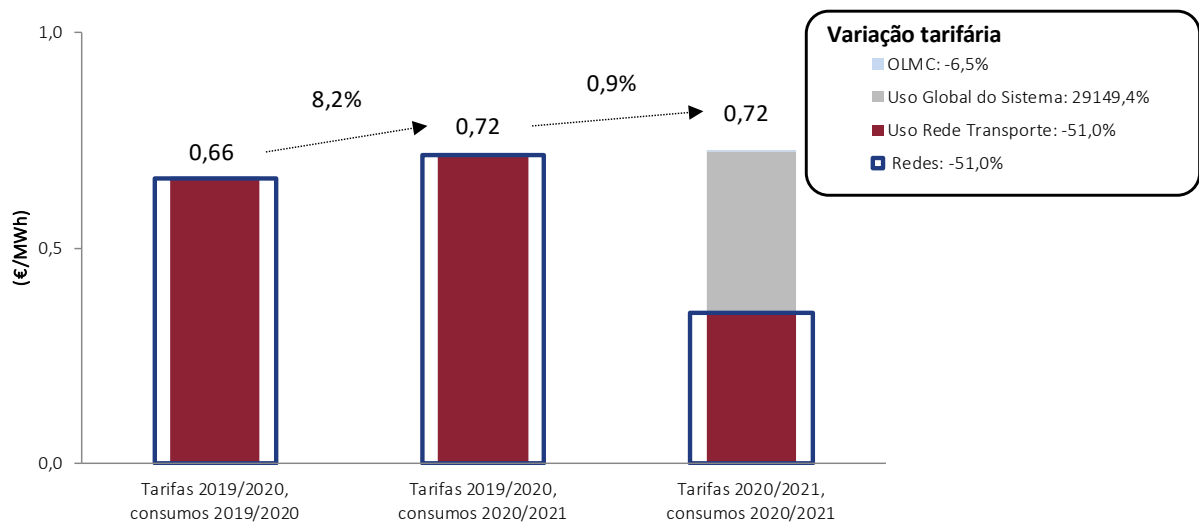


Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

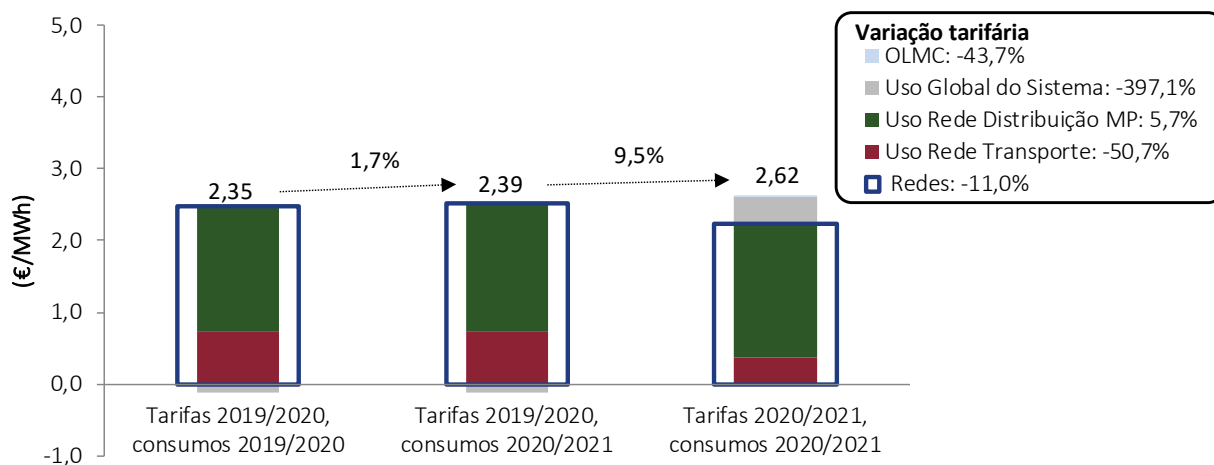


Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³

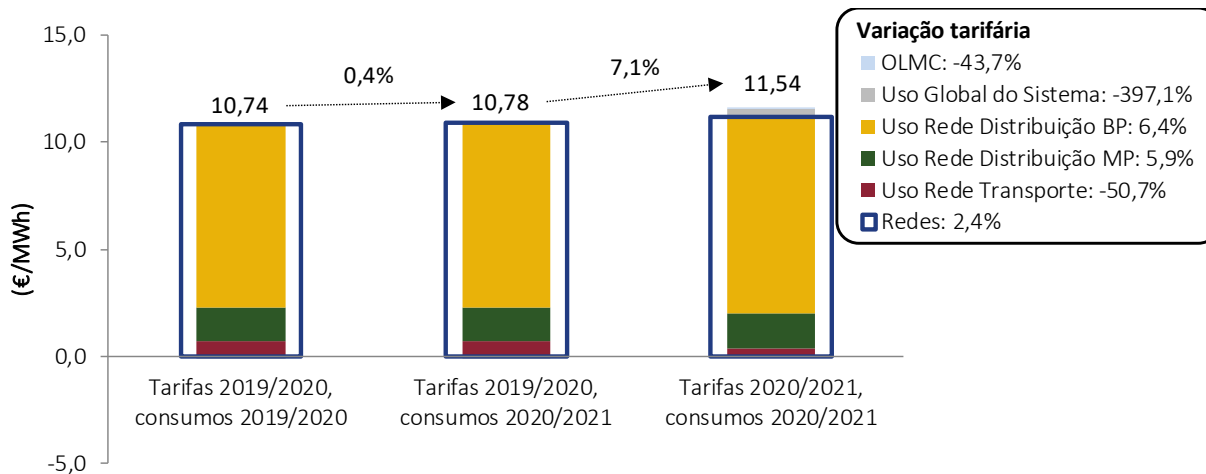
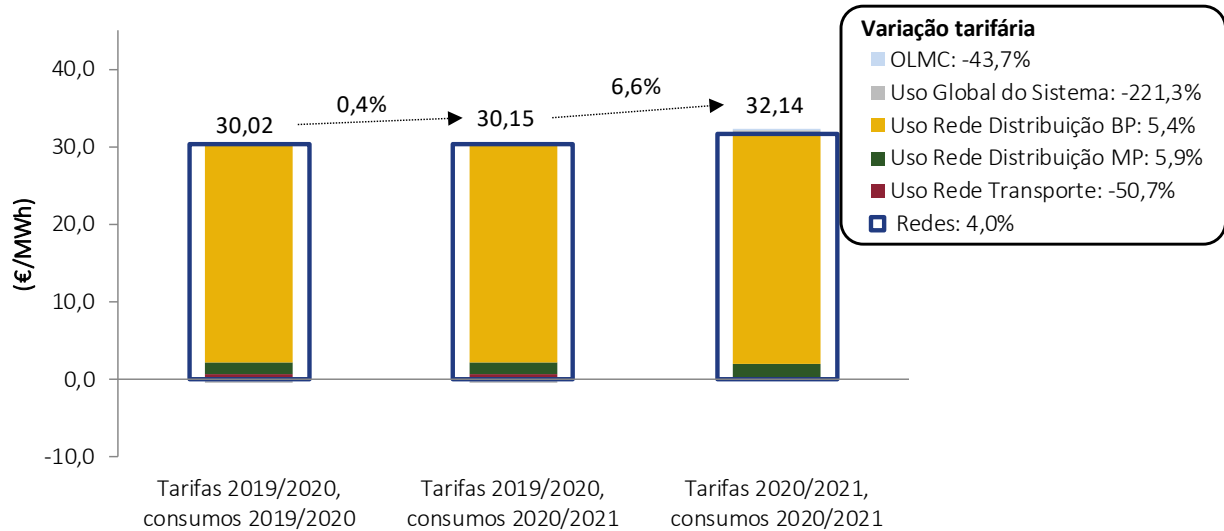


Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



6.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2020-2021

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

Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes

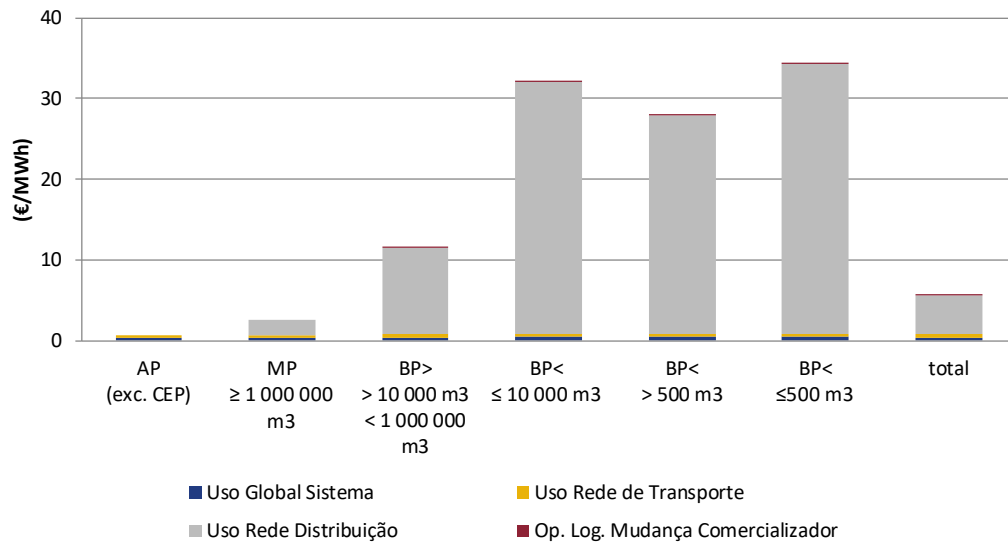
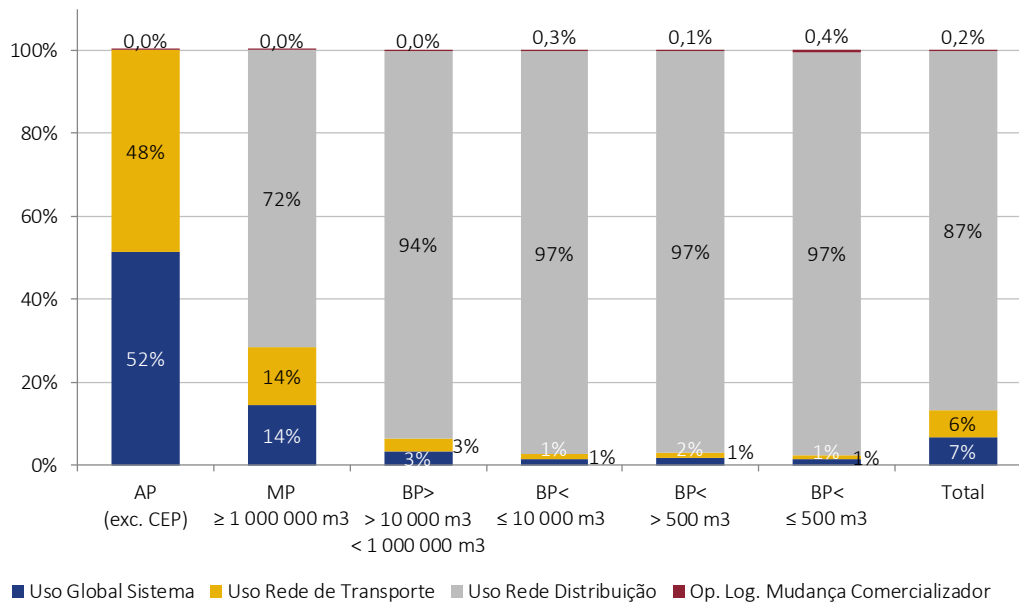


Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



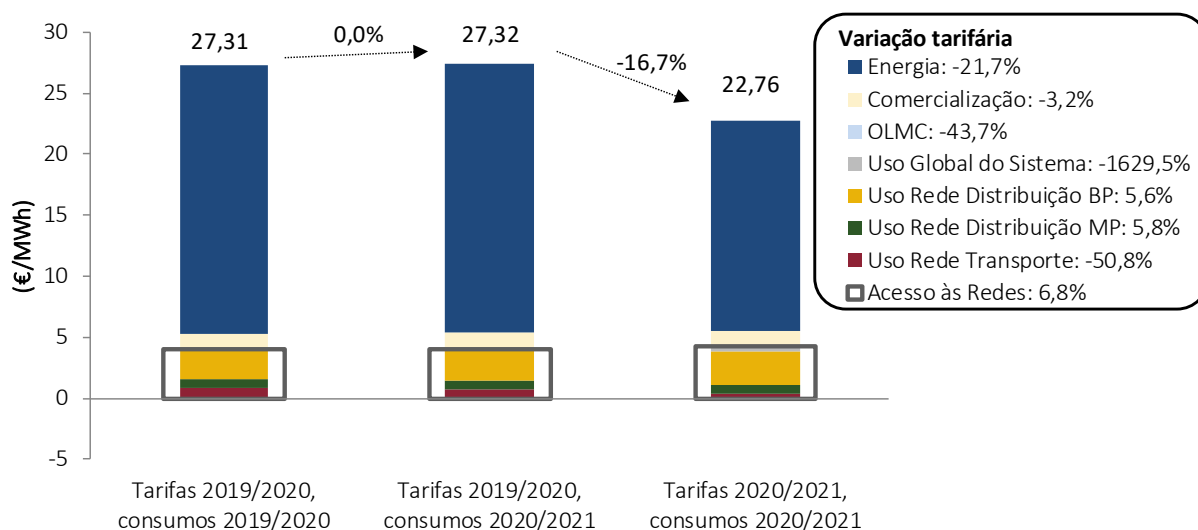
6.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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

O presente capítulo apresenta a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP, MP, BP> e BP<, entre o ano gás 2019-2020 e o ano gás 2020-2021. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais, que resultam da soma das tarifas por atividade reguladas fixadas pela ERSE. De salientar que as tarifas do ano gás 2019-2020 encontram-se ponderadas pelo preço de energia em vigor até 30 de junho de 2020 e o novo preço de energia decorrente da revisão trimestral a 1 de julho de 2020. A tarifa de Energia corresponde ao custo da atividade de compra e venda de gás natural do CUR grossista, que para o ano gás 2020-2021 é de 17,22 €/MWh. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão.

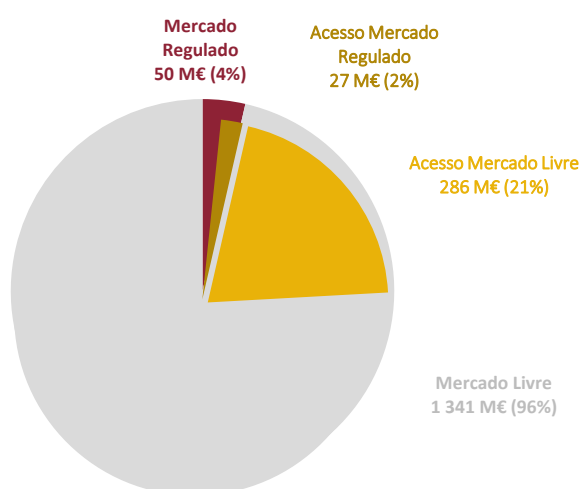
Na Figura 6-15, apresentam-se as variações tarifárias por atividade: -21,7% para a Energia, -3,2% para a Comercialização, -43,7% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, -1629,5% para o Uso Global do Sistema, 5,6% para o Uso da Rede de Distribuição em BP, 5,8% para o Uso da Rede de Distribuição em MP e -50,8% para o Uso da Rede de Transporte.

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



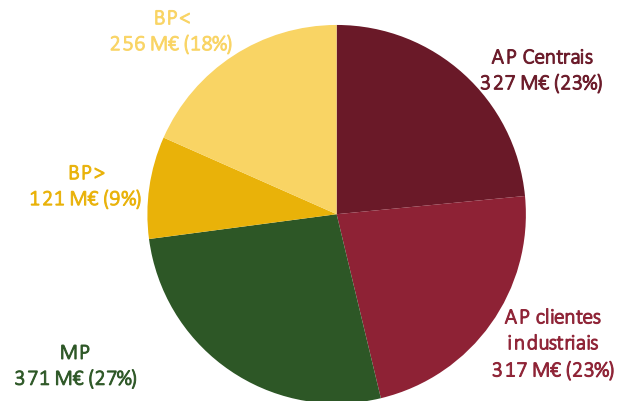
Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás natural no ano gás 2020-2021, sendo de destacar o reduzido peso do CUR nas receitas do setor, 4% que compara com 96% no mercado livre, conforme se ilustra na Figura 6-16. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso às redes regulado pela ERSE, quer para o CUR, quer para o mercado livre, que perfazem um valor global de 313 milhões de euros, 22,5% das receitas do setor.

Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, no ano gás 2020-2021



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

Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão, no ano gás 2020-2021



De seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre o ano gás 2019-2020 e o ano gás 2020-2021, para os diferentes níveis de pressão.

Registam-se variações diferenciadas por nível de pressão: -20,8% para os CEP, -21,0% para os clientes industriais em AP, -17,9% em MP, -11,8% em BP> e -4,3% em BP<. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

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

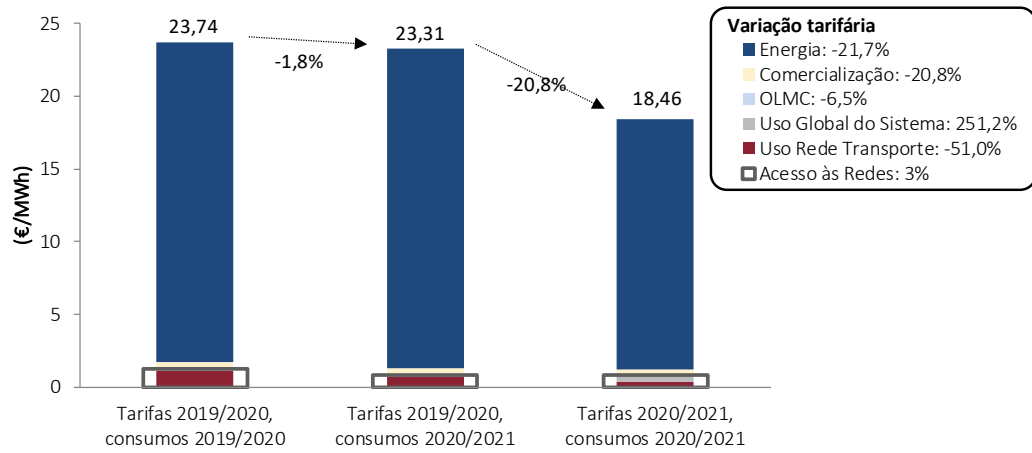


Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

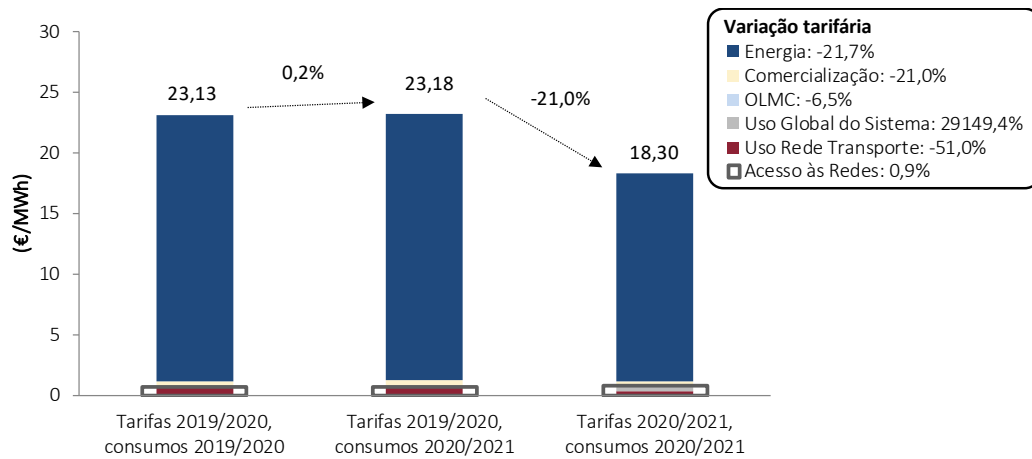


Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP

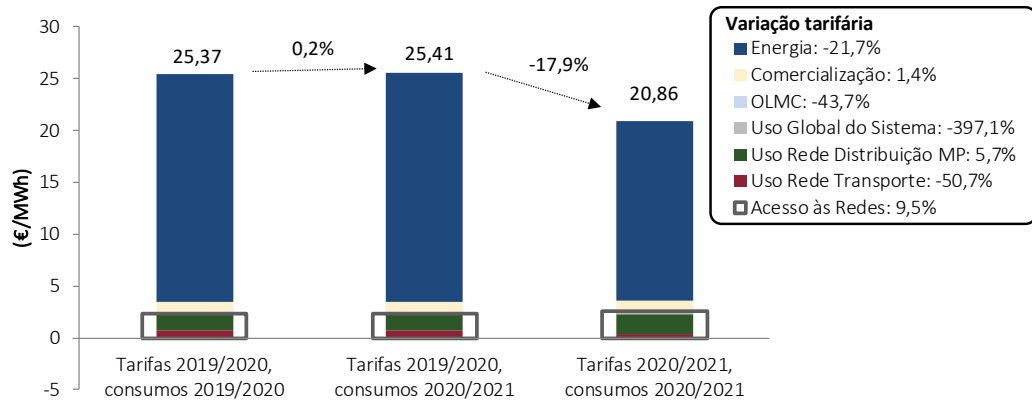


Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>

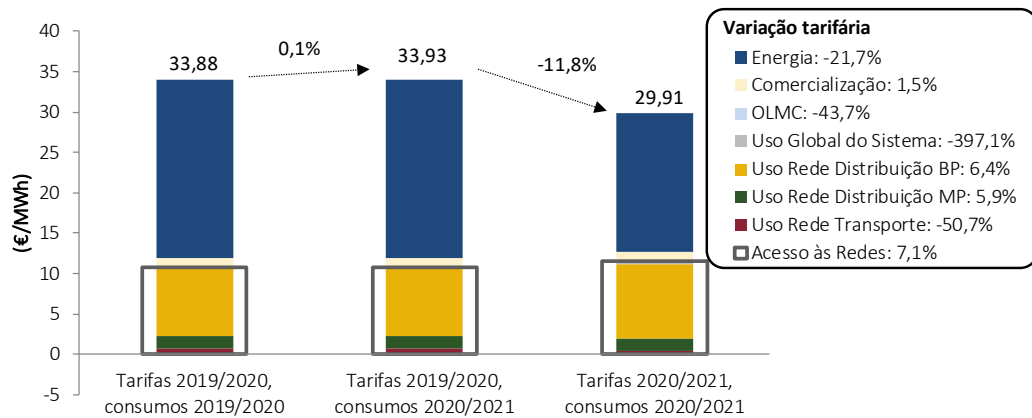
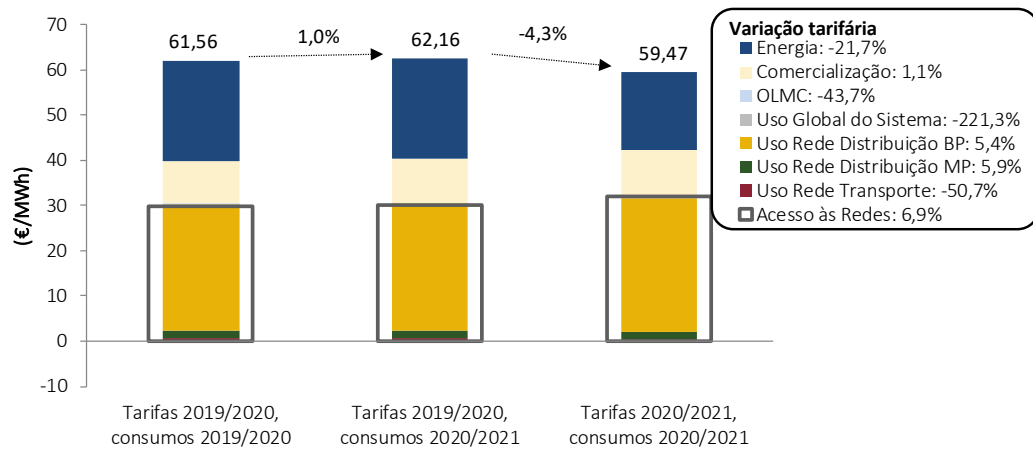


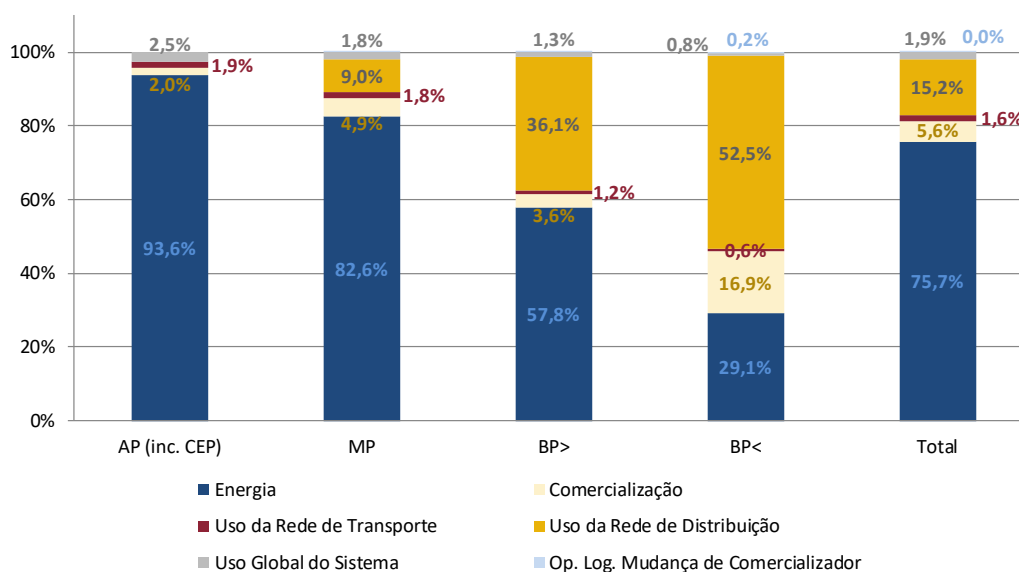
Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<



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

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

Figura 6-23 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais

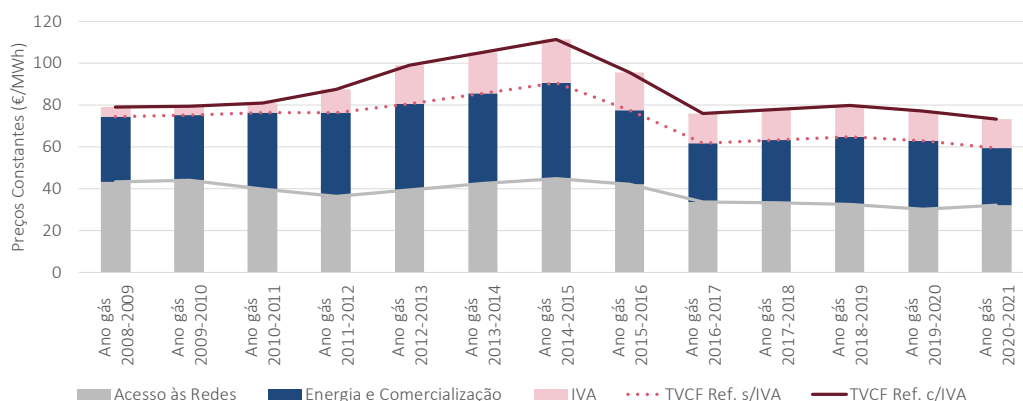


6.3.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP< ENTRE O ANO GÁS 2008-2009 E O ANO GÁS 2020-2021

Na Figura 6-24 apresenta-se a evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP<, desde o ano gás 2008-2009, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento do IVA de 6% para 23% em 2012 e o acréscimo da parcela Energia e Comercialização entre o ano gás 2009-2010 e o ano gás 2014-2015. Em sentido contrário destaca-se a redução, desde o ano gás 2014-2015, do Acesso às Redes ⁴⁴ sujeito à regulação da ERSE, tendo atingido no ano gás 2019-2020 o valor mais baixo. Destaca-se também o decréscimo da parcela Energia e Comercialização a partir do ano gás 2014-2015, tendo atingido o mínimo no ano gás 2020-2021.

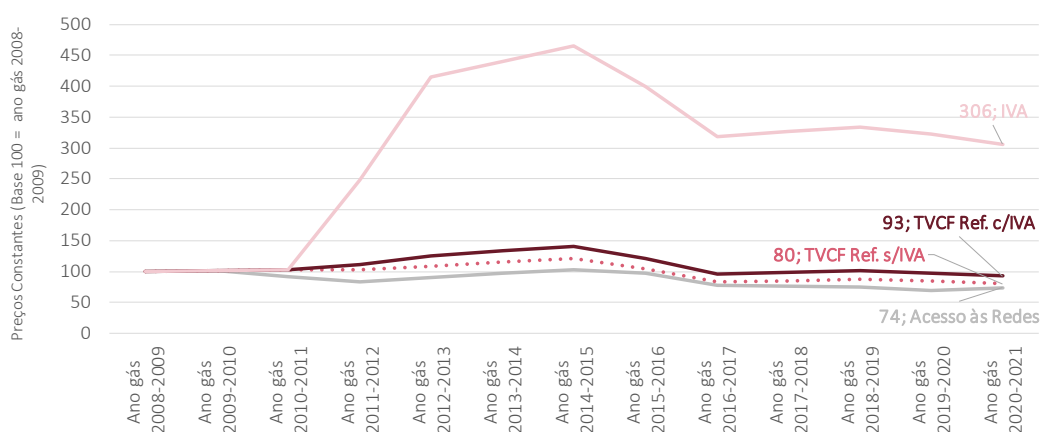
⁴⁴ O Acesso às Redes inclui as tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, a partir do ano gás 2018-2019 (OLMC), de Uso da Rede de Transporte (URT) e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD de MP e URD de BP)

Figura 6-24 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2020)



Na Figura 6-25 apresenta-se a evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP<. A componente de acesso às redes, sujeito à regulação da ERSE, observou desde o início da regulação uma redução de 25,9%. Em sentido contrário, o IVA observou um acréscimo de 206,1%. Verifica-se que as tarifas de referência de Venda a Clientes Finais sem IVA, em BP<, observaram uma redução de 20,2%.

Figura 6-25 - Evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2020)



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. De salientar que as tarifas do ano gás 2019-2020 encontram-se ponderadas pelo preço de energia em vigor até 30 de junho de 2020 e o novo preço de energia decorrente da revisão trimestral a 1 de julho de 2020.

A Figura 6-26 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 2019-2020 e o ano gás 2020-2021. Esta tarifa regista um desagravamento do preço médio, maioritariamente por efeito da variação tarifária, embora o consumo ocorra no mesmo sentido. A variação de preço médio é de -5,0% e a variação tarifária é de -4,6%.

Figura 6-26 - 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	Tarifas 2019-2020, consumos 2019-2020	Tarifas 2020-2021, consumos 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BP< 10 000 m ³ /ano	61,09 €/MWh Receitas: 48 665 k€ Quantidades: 797 GWh	58,04 €/MWh Receitas: 43 516 k€ Quantidades: 750 GWh	-5,0%	-4,6%	-0,4%

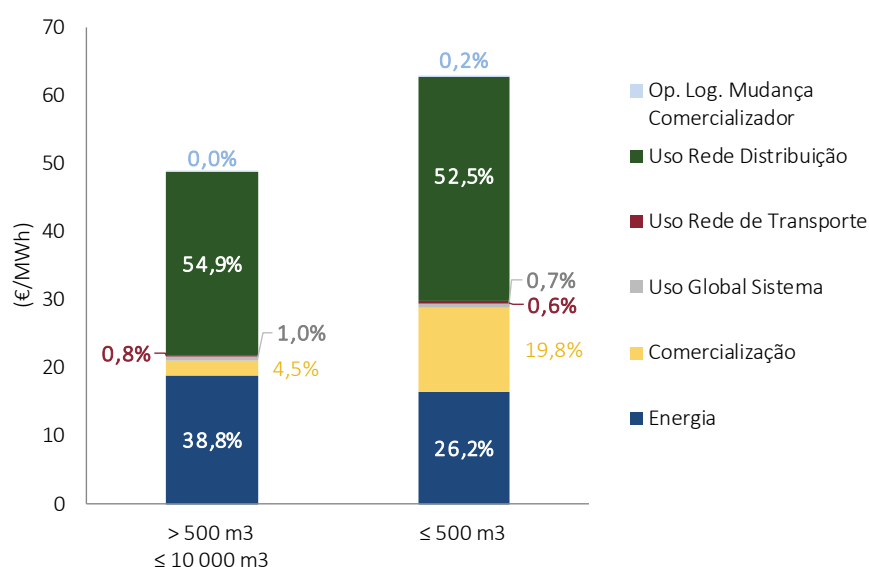
Nota: A relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

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 outubro de 2020, aprovando-se uma variação tarifária anual de -4,6% em BP>, face às tarifas do ano gás 2019-2020.

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 da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, pelas várias tarifas que a compõem: tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tarifa de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Comercialização e tarifa de Energia.

Figura 6-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



6.5 IMPACTE DAS VARIAÇÕES TARIFÁRIAS NAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO LIBERALIZADO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

Na presente secção é apresentado o impacte das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes ligados em BP < e com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

A análise mede num primeiro momento o impacto da variação da tarifa de Acesso às Redes na fatura total anual das ofertas de mercado (Quadro 6-2). Num segundo momento é incluído o impacto adicional da

variação da componente de energia, assumindo que cada comercializador atualiza o preço da mesma num valor equivalente ao mercado regulado (Quadro 6-3). É importante reforçar que esta análise corresponde a um exercício teórico para de alguma forma estimar potenciais impactes na fatura das ofertas no mercado liberalizado, uma vez que os comercializadores em mercado livre negociam os tarifários de forma livre.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais incluídas no [simulador de preços de energia da ERSE](#)⁴⁵, adotando no cálculo os três consumidores tipo⁴⁶ incluídos no simulador da ERSE. Os três consumidores tipo encontram-se definidos no Quadro 6-1.

Quadro 6-1 - Consumidores tipo do simulador de preços de energia da ERSE

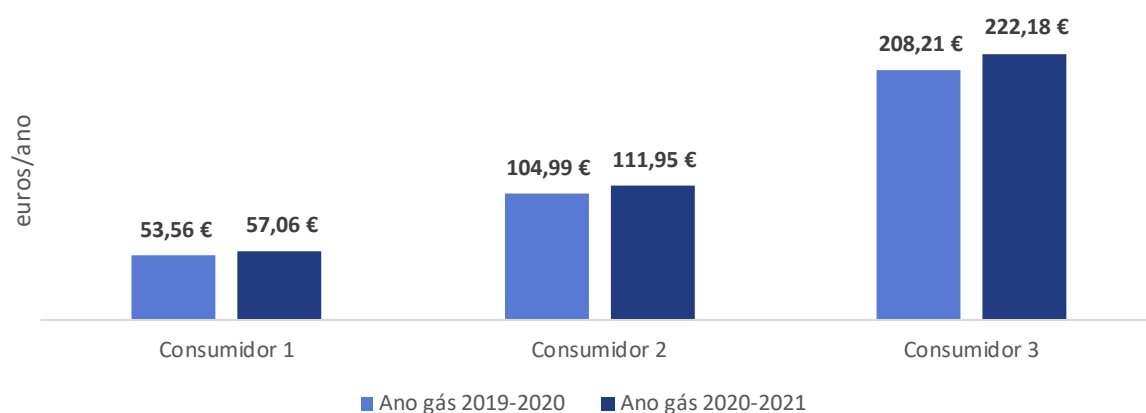
Consumidor tipo	Descrição	Escalão de consumo	Consumo anual
Consumidor 1	Casal sem filhos	1.º Escalão (0 – 220 m ³ /ano)	1 610 kWh
Consumidor 2	Casal com filhos	2.º Escalão (221– 500 m ³ /ano)	3 407 kWh
Consumidor 3	Casal com filhos e aquecimento central	3.º Escalão (501 – 1000 m ³ /ano)	7 467 kWh

Tendo por base os consumidores tipo do Quadro 6-1, a Figura 6-28 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes para o ano gás 2019-2020 e para o ano gás 2020-2021, antes da aplicação do IVA. O Consumidor 1, Consumidor 2 e Consumidor 3 apresentam variações tarifárias entre os dois anos gás na tarifa de Acesso às Redes de 6,5%, 6,6% e 6,7%, respetivamente.

⁴⁵ Informação recolhida do simulador da ERSE a 22 de maio de 2020. A análise exclui ofertas condicionadas e exclui o impacto de reembolsos adicionais (p.e. quando estes estão condicionados a uma permanência mínima no contrato).

⁴⁶ Os consumidores tipo são clientes residenciais.

Figura 6-28 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo



Nota: Valores sem IVA.

As variações percentuais anteriormente referidas não representam o impacto percentual na fatura total pelo fornecimento de gás natural, uma vez que não incluem a componente de energia⁴⁷ e a componente de taxas e impostos⁴⁸.

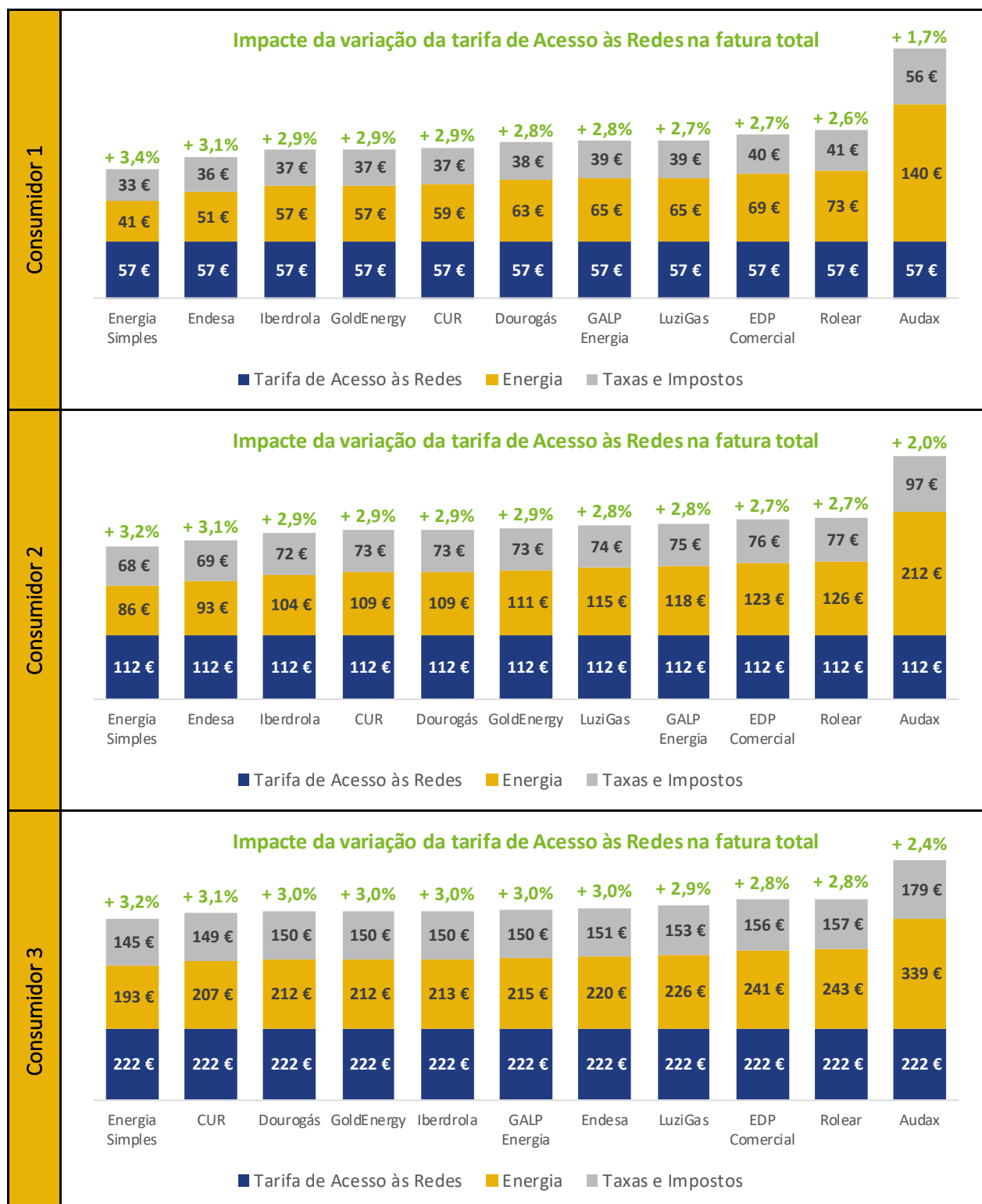
O Quadro 6-2 apresenta a estrutura da fatura total anual para o ano gás 2020-2021, admitindo que os comercializadores atualizam nas suas ofertas atuais apenas o valor correspondente à tarifa de Acesso às Redes. As figuras apresentadas apenas consideram a oferta mais competitiva de cada comercializador, dentro dos pressupostos já referidos na nota de rodapé 45. Para além dos comercializadores no mercado liberalizado, é também incluído o comercializador no mercado regulado, designado por comercializador de último recurso (CUR).

O gráfico para cada um dos três consumidores tipo apresenta a fatura total, dividida em três componentes, indicando também o impacto percentual da variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes verificada no ano gás 2020-2021, incluindo a variação adicional devido à aplicação do IVA. De referir que em cada figura as ofertas dos comercializadores estão ordenadas por ordem crescente do valor total da fatura.

⁴⁷ Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

⁴⁸ Por componente de «taxas e impostos» deve entender-se o Imposto sobre o valor acrescentado (IVA) e o Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível. A taxa de ocupação do subsolo não está incluída uma vez que varia regionalmente.

Quadro 6-2 - Fatura total anual no ano gás 2020-2021 das melhores ofertas comerciais de cada comercializador com o impacte da tarifa de Acesso às Redes



Importa destacar os seguintes aspetos no Quadro 6-2. Primeiro, para cada consumidor tipo a tarifa de Acesso às Redes assume o mesmo valor, independentemente do comercializador, uma vez que a sua aplicação não depende do comercializador do cliente, sendo igual para clientes com as mesmas características de consumo.

Segundo, a componente da energia em cada figura é diferente entre comercializadores porque cada comercializador define o seu próprio preço em regime de mercado liberalizado, com exceção do CUR ⁴⁹. Consequentemente, também a componente de taxas e impostos é diferente entre comercializadores, uma vez que o valor total do IVA aumenta com o aumento do valor antes de impostos.

Por último, verifica-se que o impacte da variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é diferente entre as várias ofertas, diminuindo à medida que se passa de uma oferta mais competitiva para uma oferta menos competitiva. A razão prende-se com as diferenças no valor da fatura total, que serve como base para calcular a variação percentual. Em resultado, o mesmo aumento absoluto, em euros, na tarifa de Acesso às Redes resulta num aumento percentual mais baixo quando o valor da fatura total é mais alto.

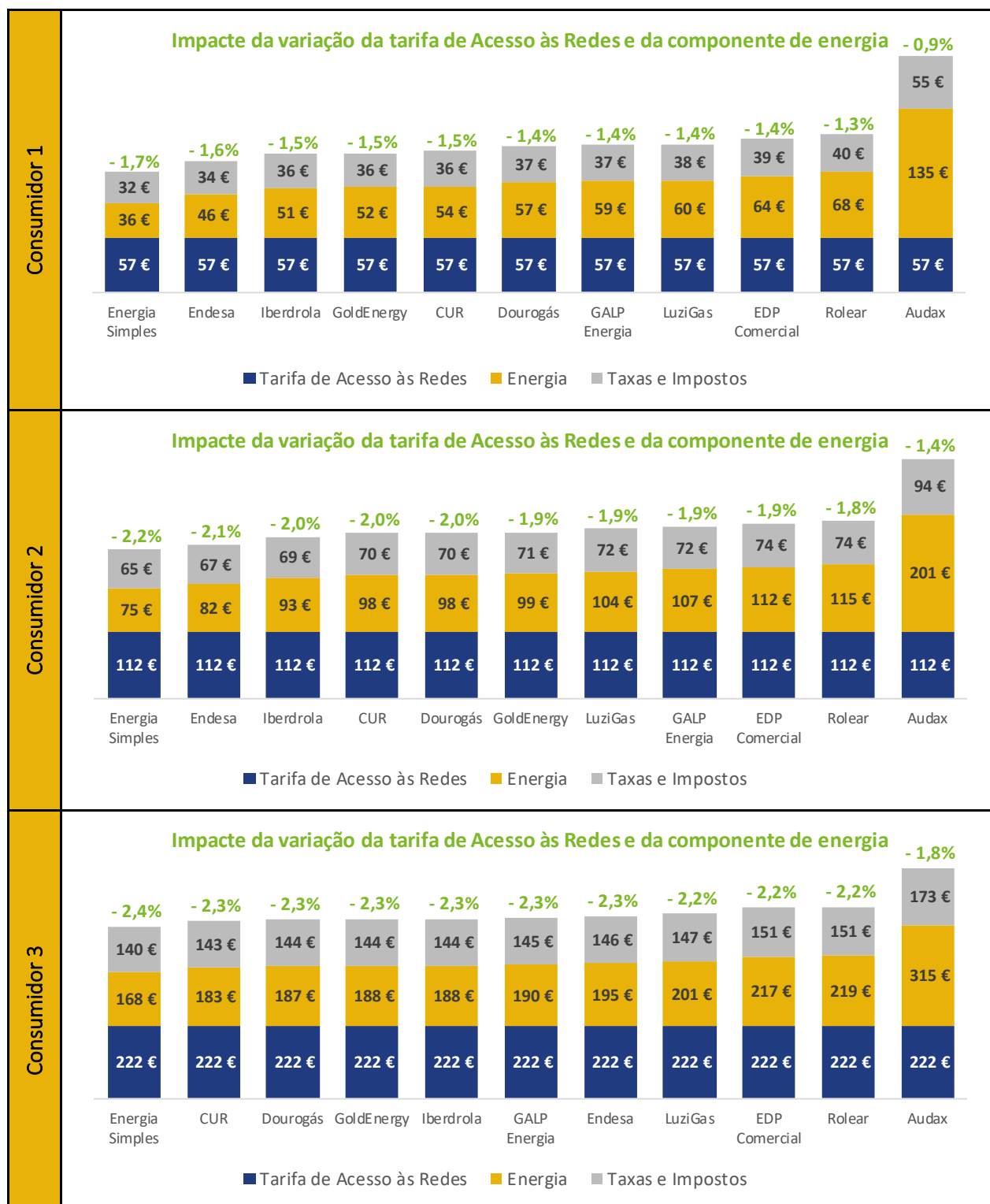
O Quadro 6-3 repete o exercício do Quadro 6-2, admitindo como pressuposto⁵⁰ adicional que cada comercializador no mercado livre atualiza o preço de energia no mesmo valor unitário que a variação da tarifa de energia aplicada pelo CUR. Para o ano gás 2020-2021 a tarifa de energia do CUR em BP< regista uma redução de 3,29 EUR/MWh face ao valor em vigor no final do ano gás 2019-2020. Logo, a inclusão deste efeito adicional em todas as ofertas do Quadro 6-2 resulta no Quadro 6-3.

Como se pode observar, a inclusão da atualização da componente de energia resulta em reduções na fatura total anual para todos os consumidores tipo, ao contrário do impacte que resulta apenas da atualização da tarifa de Acesso às Redes (Quadro 6-2).

⁴⁹ No caso do CUR, os preços da componente de energia, que inclui a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, são aprovados anualmente pela ERSE.

⁵⁰ Esta análise corresponde a um exercício teórico para estimar possíveis impactes nas ofertas do mercado liberalizado, uma vez que os comercializadores em mercado livre negoceiam os tarifários de forma livre.

Quadro 6-3 - Fatura total anual no ano gás 2020-2021 das melhores ofertas comerciais de cada comercializador com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia



Por fim, o Quadro 6-4 compara o impacte na fatura total anual da variação da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia, nos termos da análise do Quadro 6-3.

Quadro 6-4 - Decomposição do impacte⁵¹ na fatura total anual das ofertas do mercado liberalizado

	Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3
Fatura total anual	- 1,5%	- 2,0%	- 2,3%
<i>Decomposto por</i>			
Tarifa de Acesso às Redes	+ 2,3%	+ 2,4%	+ 2,4%
Energia	- 3,5%	- 3,9%	- 4,3%
Taxas e impostos	- 0,3%	- 0,5%	- 0,5%

Nota: Impactes representam médias ponderadas dos valores no Quadro 6-3 para o mercado liberalizado.

Observa-se que o impacte tarifário esperado na fatura total anual é de reduções para todos os consumidores tipo, com variações entre - 1,5% e - 2,3%. Este impacte resulta do aumento da tarifa de Acesso às Redes⁵² de + 2,3% no Consumidor 1 e + 2,4% nos restantes consumidores tipo, cujo efeito é mais do que compensado pela redução da componente de energia. A componente das taxas e impostos também contribui para a redução da fatura total anual uma vez que a redução no IVA a pagar pela componente de energia mais reduzida é superior ao aumento do IVA a pagar por efeito da tarifa de Acesso às Redes mais alta.

⁵¹ O impacte na componente de «Energia», e consequentemente na componente «Taxas e impostos» por efeito do IVA baseia-se no pressuposto que os comercializadores em regime de mercado diminuem o termo de energia em 3,29 EUR/MWh, em linha com a variação no mercado regulado.

⁵² Sublinha-se que este impacte percentual da tarifa de Acesso às Redes na fatura é de menor magnitude do que as variações apresentadas no Quadro 6-2, uma vez que na segunda situação foi também incluído o impacto no pagamento do IVA. No Quadro 6-4 esse efeito está contabilizado na linha das «taxas e impostos».

ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de gás natural para 2020-2021 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Lei n.º 70/2018, de 31 de dezembro	Grandes Opções do Plano para 2019.
Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro	Orçamento do Estado para 2019.
Diretiva n.º 2/2019, de 7 de janeiro	Aprova o Aviso do GTG sobre garantias no âmbito da adesão à Gestão Técnica Global do SNGN.
Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro	Regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor.
Diretiva n.º 7/2019, de 26 de fevereiro	Formação do preço da banda de regulação secundária.
Diretiva n.º 8/2019, de 4 de abril	Aprovação da metodologia de determinação dos preços de referência da tarifa de uso da rede de transporte de gás natural.
Despacho n.º 4001/2019, de 10 de abril	Valor do desconto da tarifa social de fornecimento de gás natural a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, no período tarifário 2019-2020.
Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019	Altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural.
Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril	Aprovação do Regulamento Tarifário do setor do gás natural.
Regulamento n.º 362/2019, de 23 de abril	Alteração do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações de gás natural.
Regulamento n.º 365/2019, de 24 de abril	Segunda alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural.
Decreto Lei n.º 60/2019, de 13 de maio	Determina a aplicação da taxa reduzida do IVA à componente fixa de determinados fornecimentos de eletricidade e gás natural.
Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho	Aprova o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050.

Diploma	Assunto
Diretiva n.º 15/ 2019, de 26 de julho	Perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários aprovados pela ERSE para vigorarem de 1 de julho de 2019 a 30 de junho de 2020.
Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto	Estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, previsto no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto Lei n.º 74 2013 de 4 de junho, na sua redação atual, e revoga a Portaria n.º 288 2013 de 20 de setembro, com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 225 2015 de 30 de julho.
Diretiva n.º 16/2019, de 6 de dezembro	Codificação do registo individualizado de agente.
Regulamento n.º 255-A/2020, de 18 de março	Aprova o Regulamento que estabelece Medidas Extraordinárias no Setor Energético por Emergência Epidemiológica Covid-19.
Lei n.º 1-A/2020, de 19 de março	Medidas excecionais e temporárias de resposta à situação epidemiológica provocada pelo coronavírus SARS-CoV-2 e da doença COVID-19
Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março	Regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista.
Despacho n.º 3547-A/2020, de 22 de março	Regulamenta a declaração do estado de emergência, assegurando o funcionamento das cadeias de abastecimento de bens e dos serviços públicos essenciais, bem como as condições de funcionamento em que estes devem operar.
Lei n.º 2/2020, de 31 de março	Orçamento do Estado para 2020.
Lei n.º 3/2020, de 31 de março	Grandes Opções do Plano para 2020.
Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril	Antecipa os prazos de prolongamento para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e Baixa Tensão Especial (BTE), para 2021 e 2022, respetivamente, e aos fornecimentos de gás natural em BP, para 2022
Despacho n.º 4131/2020, de 3 de abril	Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural
Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril	Aprova a primeira alteração ao Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas de gás natural.
Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio	Primeira alteração ao Regulamento Tarifário do setor do gás natural (introdução do Mecanismo de Adequação da Tarifa de Energia)

ANEXO II

SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia
AdC	Autoridade da Concorrência
AGC	Acordo de Gestão do Consumo
AP	Alta pressão
bbI	Barril de petróleo
BP	Baixa pressão
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício
CCGN	Ciclo Combinado a gás natural
CE	Comissão Europeia
CEP	Centro Eletroprodutor
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
CVGN	Compra e Venda de gás natural
ENGÁS	Operador da rede de transporte em Espanha
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
FMI	Fundo Monetário Internacional
GL-UAG	Gestor Logístico de Unidades Autónomas de GNL
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito

SIGLAS	DEFINIÇÕES
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MIBGAS	Mercado Ibérico do gás natural
ML	Mercado Livre
MP	Média pressão
MPGTG	Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN
MR	Mercado Regulado
NBP	National Balancing Point
OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
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
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
RAB	<i>Regulatory asset base</i> (Base de Ativos Regulada): Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos – Imobilizado em Curso
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RARII	Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RT	Regulamento Tarifário
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural

SIGLAS	DEFINIÇÕES
TOTEX	Total Expenditures (CAPEX + OPEX)
TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
UTC	Tempo Universal Coordenado
VTP	Virtual Trading Point
ZEE	Mercado Zeebrugge

ANEXO III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural;
- Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021;
- Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021.