

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA
O ANO GÁS 2021-2022

Junho 2021

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO.....	1
0.1	Principais alterações regulamentares	2
0.2	Variações tarifárias	3
0.3	Proveitos permitidos e proveitos a recuperar no setor do gás	10
1	INTRODUÇÃO	17
2	PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS	19
2.1	Determinantes da evolução dos proveitos permitidos	19
2.2	Atividades reguladas	39
2.3	Proveitos para cada atividade	43
2.3.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	44
2.3.2	Armazenamento Subterrâneo de gás.....	45
2.3.3	Operação Logística de Mudança de Comercializador	46
2.3.4	Gestão Técnica Global do SNG	47
2.3.5	Transporte de gás	49
2.3.6	Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte.....	50
2.3.7	Distribuição de gás.....	50
2.3.8	Compra e Venda de gás	56
2.3.9	Comercializador de último recurso grossista	56
2.3.10	Comercializador de último recurso retalhista	58
2.3.11	Parâmetros para a definição das tarifas	63
2.4	Compensação e transferências entre entidades reguladas	70
2.4.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	70
2.4.2	Transferência dos Comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição	71
2.4.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição.....	73
2.4.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP	73
2.4.3.2	Financiamento da tarifa social	73
2.4.4	Compensações e transferências dos Comercializadores	79
3	TARIFAS DE GÁS A VIGORAREM EM 2021-2022.....	85
3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	90
3.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL.....	90
3.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL	91

3.1.3	Preços do serviço de Regaseificação de GNL	92
3.1.4	Preços dos Serviços Agregados	94
3.1.5	Preço de Trocas Reguladas de GNL	94
3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	96
3.3	Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador	97
3.4	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás	98
3.4.1	Tarifa de Operação Logística de mudança de Comercializador	98
3.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	99
3.4.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	101
3.4.3.1	Preços dos produtos de capacidade firme	102
3.4.3.2	Preços dos produtos de capacidade interruptível	106
3.4.3.3	Preços para produtores, clientes e operadores das redes de distribuição	108
3.4.3.4	Preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito	110
3.5	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás	111
3.5.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	111
3.5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	111
3.5.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	114
3.5.4	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	114
3.5.4.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	115
3.5.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >	116
3.5.4.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <	117
3.6	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	118
3.6.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	118
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	119
3.6.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	119
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	120
3.6.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	120
3.7	Tarifas de Acesso às Redes	121
3.7.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	121
3.7.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	122
3.7.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	125
3.8	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	126

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	128
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	129
3.9	Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos clientes dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas, no âmbito do n.º 5 do artigo 16.º do Regulamento Tarifário	130
3.9.1	Tarifa de Energia no âmbito do n.º 5 do artigo 16.º do Regulamento Tarifário	130
3.9.2	Tarifa de Comercialização no âmbito do n.º 5 do artigo 16.º do Regulamento Tarifário	131
3.9.3	Tarifa de Acesso às Redes no âmbito do n.º 5 do artigo 16.º do Regulamento Tarifário	131
3.9.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do n.º 5 do artigo 16.º do Regulamento Tarifário	131
3.10	Tarifa Social	133
3.10.1	Tarifa Social de Acesso às Redes	135
3.10.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	136
4	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2021-2022	137
4.1	Enquadramento regulamentar	137
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas	137
4.3	Preços a vigorarem no ano gás 2021-2022	138
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás	138
4.3.2	Encargos com a rede a construir	139
4.3.3	Preço de leitura extraordinária	139
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	140
4.3.5	Fatores a considerar para o cálculo do sobrecusto de veiculação de gás para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n)	140
4.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás	141
5	CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CISTERNA	145
6	ANÁLISE DE IMPACTES	151
6.1	Impacte no preço médio das tarifas por atividade	152
6.2	Impacte no preço médio das tarifas de Acesso às Redes	156
6.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de Acesso Às Redes	156
6.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2021-2022	160
6.3	Impacte no preço médio de referência de venda a clientes finais	162
6.3.1	Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais	162
6.3.2	Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	166

6.3.3	Evolução do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais em BP< entre o ano gás 2008-2009 e o ano gás 2021-2022	167
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	168
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	168
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	169
6.5	Impacte das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	170
ANEXOS		177
ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES.....		179
ANEXO II SIGLAS		185
ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....		191

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	5
Quadro 0-2 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes	6
Quadro 0-3 – Impacte médio das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre.....	7
Quadro 0-4 - Impactes das tarifas de Acesso às Redes e da componente de energia nos preços do Mercado Livre	8
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas por atividade	9
Quadro 0-6 - Variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano.....	9
Quadro 0-7 - Variação tarifária da tarifa de Comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	10
Quadro 0-8 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2021-2022 por atividade	13
Quadro 0-9 - Proveitos permitidos para o ano gás 2021-2022 por atividade.....	14
Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB	21
Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas	21
Quadro 2-3 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás.....	25
Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás para o ano gás 2021-2022	27
Quadro 2-5 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos	28

Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas.....	29
Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados	30
Quadro 2-8 - Transferências para a parcela I da UGS.....	33
Quadro 2-9 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022.....	35
Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022.....	35
Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022.....	35
Quadro 2-12 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022	36
Quadro 2-13 - 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	39
Quadro 2-14 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás	40
Quadro 2-15 - Proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	44
Quadro 2-16 - Proveitos da REN Armazenagem.....	45
Quadro 2-17 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	46
Quadro 2-18 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG	48
Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Transporte de gás.....	49
Quadro 2-20 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte	50
Quadro 2-21 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás	52
Quadro 2-22 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás	56
Quadro 2-23 - 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	57
Quadro 2-24 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás de Comercializador de Último Recurso retalhista	59
Quadro 2-25 - Proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista	61
Quadro 2-26 - Parâmetros a vigorar em 2021-2022	63
Quadro 2-27 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2021-2022.....	66
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2021-2022.....	67
Quadro 2-29 - Parâmetros da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador a vigorar no ano gás 2021-2022	67
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do SNG a vigorar no ano gás 2021-2022	67
Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás a vigorar no ano gás 2021-2022.....	67

Quadro 2-32 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2021-2022	68
Quadro 2-33 - Parâmetros do Comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2021-2022	69
Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2021-2022	70
Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2021-2022	71
Quadro 2-36 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2021-2022	72
Quadro 2-37 - Transferências do sobreproveito	72
Quadro 2-38 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2021-2022	73
Quadro 2-39 - Descontos previstos para o ano gás 2021-2022, no âmbito da tarifa social	74
Quadro 2-40 - 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 2021-2022	75
Quadro 2-41 - 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 2019	76
Quadro 2-42 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2019	77
Quadro 2-43 - 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 2020	78
Quadro 2-44 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2020	79
Quadro 2-45 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2021-2022	80
Quadro 2-46 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II	81
Quadro 2-47 - Transferências relativas à UGS I	81
Quadro 2-48 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR	82
Quadro 2-49 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG	82
Quadro 2-50 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem	83
Quadro 2-51 - Montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela II da UGS	83
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas	86
Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de Receção de GNL	91
Quadro 3-3 - Preço da capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL	91
Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de Armazenamento de GNL	91
Quadro 3-5 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade firme, aplicável às entregas à RNTG	92
Quadro 3-6 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade interruptível, aplicável às entregas à RNTG	93

Quadro 3-7 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de Regaseificação de GNL	93
Quadro 3-8 - Preços do serviço carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas	94
Quadro 3-9 - Preços dos serviços agregados	94
Quadro 3-10 - Preço das trocas reguladas de GNL	96
Quadro 3-11 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	97
Quadro 3-12 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	97
Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	98
Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	99
Quadro 3-15 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	100
Quadro 3-16 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	100
Quadro 3-17 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	101
Quadro 3-18 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema	101
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada	104
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de saída	105
Quadro 3-21 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de interface com a rede de transporte	106
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos ponto de entrada da rede de transporte.....	107
Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos ponto de saída da rede de transporte	108
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de entrada (produtores de gás).....	109
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de saída (redes de distribuição, clientes em AP e instalações abastecidas por UAG).....	109
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	111
Quadro 3-27 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	112
Quadro 3-28 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	113
Quadro 3-29 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição	113
Quadro 3-30 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	114
Quadro 3-31 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP ...	115
Quadro 3-32 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	116

Quadro 3-33 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	116
Quadro 3-34 - Preços da tarifa de URD em BP >	116
Quadro 3-35 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	117
Quadro 3-36 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	117
Quadro 3-37 - Preços da tarifa de URD em BP <	117
Quadro 3-38 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	118
Quadro 3-39 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	119
Quadro 3-40 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	120
Quadro 3-41 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	120
Quadro 3-42 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	121
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário	121
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP	121
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição.....	122
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão	122
Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	123
Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	123
Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano.....	123
Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	124
Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	124
Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ por ano	124
Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2021-2022	126

Quadro 3-54 - Fatores de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2021	128
Quadro 3-55 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2021.....	128
Quadro 3-56 - 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	129
Quadro 3-57 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	130
Quadro 3-58 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário	131
Quadro 3-59 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos produtores em regime ordinário, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário	132
Quadro 3-60 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes em Alta Pressão, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário	132
Quadro 3-61 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes em Média Pressão, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário	132
Quadro 3-62 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário	133
Quadro 3-63 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes em Média (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário	133
Quadro 3-64 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás	135
Quadro 3-65 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	136
Quadro 3-66 - Desconto da tarifa social	136
Quadro 3-67 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais	136
Quadro 4-1 - Preços para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás (ano gás 2021-2022)	138
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2021-2022)	139
Quadro 4-3 - Preço para o serviço de leitura extraordinária (ano gás 2021-2022)	139
Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2021-2022).....	140
Quadro 4-5 - Valores de referência (ano gás 2021-2022)	142
Quadro 4-6 – Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência (ano gás 2021-2022).....	143
Quadro 5-1 – Evolução das quantidades e custos de transporte de GNL.....	146

Quadro 6-1 - Consumidores tipo do simulador de preços de energia da ERSE	171
Quadro 6-2- Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo	171
Quadro 6-3 - Fatura total anual no ano gás 2021-2022 da oferta mais competitiva de cada comercializador, com o impacte da tarifa de Acesso às Redes.....	173
Quadro 6-4 - Fatura total anual no ano gás 2021-2022 da oferta mais competitiva de cada comercializador, com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia.....	175
Quadro 6-5 - Decomposição do impacte na fatura total das ofertas do mercado liberalizado	176

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.....	7
Figura 0-3 - Réditos do setor do gás	11
Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfaseamento de 6 meses	23
Figura 2-2 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent	24
Figura 5-1 – Custo aceite com transporte de GNL em cisterna e custo com a tarifa de acesso.....	147
Figura 6-1 - Explicitação da variação tarifária	152
Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão	153
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.....	154
Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	155
Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....	155
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	156
Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente	157
Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores.....	158
Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	158
Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão.....	159
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	159
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	160

Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	161
Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	161
Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais.....	162
Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás, no ano gás 2021-2022.....	163
Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás, por nível de pressão, no ano gás 2021-2022	163
Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores.....	164
Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP ..	164
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP	165
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>	165
Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<	166
Figura 6-23 - Estrutura do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais.....	166
Figura 6-24 - Evolução do preço de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2021)	167
Figura 6-25 - Evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2021)	168
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	169
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	170

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás a vigorarem no ano gás 2021-2022, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu, a 31 de março de 2021, à apreciação do Conselho Tarifário e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2021-2022”. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer em 30 de abril.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos, para a elaboração da decisão final sobre tarifas e preços regulados para o ano gás 2021-2022.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2021-2022 das tarifas e preços de gás, 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 para o ano gás 2021-2022, que vigoram entre 1 de outubro de 2021 e 30 de setembro de 2022¹.

Refira-se que, o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas para o ano gás 2021-2022 foi, à semelhança do ano anterior, efetuado num momento absolutamente excecional, com efeitos provocados pela pandemia da COVID-19 que ainda se repercutem nos mercados financeiros, dos combustíveis, bem como na procura de gás. Contudo, refira-se, igualmente, que as tarifas aprovadas serão aplicadas a partir de 1 de outubro de 2021, pelo que se espera que esses efeitos já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados, nomeadamente se as projeções das autoridades sanitárias para se atingir a imunidade de grupo se confirmarem.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, antecipa a progressiva descarbonização do setor do gás, através da incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no SNG, embora, numa primeira fase, se perspetive manter uma elevada concentração de gás natural (de origem não renovável) a circular nas redes. Neste contexto, no presente exercício tarifário passou-se a utilizar, genericamente, a designação “gás” para o combustível circulante nas infraestruturas e redes reguladas,

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 2021 às 05h00 UTC de 1 de outubro de 2022, nos termos do Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março de 2017.

sendo certo que em referências ao passado corresponde exclusivamente a “gás natural”, enquanto para referências ao futuro corresponde ao gás veiculado que poderá incorporar gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono.

Os documentos que integram a decisão de tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022 são:

1. Tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022;
2. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás;
3. Caracterização da procura de gás no ano gás 2021-2022;
4. Estrutura tarifária no ano gás 2021-2022.

0.1 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES REGULAMENTARES

Em 19 de janeiro de 2021, a ERSE lançou a Consulta Pública n.º 96 com a proposta de reformulação dos regulamentos do gás², resultado da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, sobre as bases e organização do Sistema Nacional de Gás. A revisão regulamentar em causa, dá ainda concretização ao Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão (Código de rede de compensação da rede de transporte de gás natural), o qual determinou a aprovação pela ERSE das regras de negociação de produtos com entrega no ponto virtual de mercado português (VTP) de gás (Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro). A receção de comentários à consulta da ERSE decorreu até 2 de março de 2021.

O Decreto-Lei n.º 62/2020 introduziu, entre outras alterações, uma nova atividade no setor do gás, exigindo a revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás (RT) para se assegurar o devido tratamento tarifário das novas funções atribuídas às entidades reguladas, bem como a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás. Destaca-se, ainda, a maior abrangência de funções atribuída ao Comercializador de Último Recurso Grossista (CURg) que, de acordo com a referida legislação, passa a ter o papel de facilitador para a introdução dos gases renováveis e de baixo teor de carbono na Rede Nacional

² Foram reformulados os seguintes diplomas: Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e Interligações (RARII), Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG), Diretiva de devolução de existências e aquisição de gás de enchimento da RNTG, e Regulamento Tarifário (RT).

de Gás, tendo sido criada, no Regulamento Tarifário, uma nova função afeta ao CURg, clarificada a informação necessária associada à função de compra e venda de gases de origem renovável pelo CUR e a identificação do limiar de integração de gases de origem renovável.

Do conjunto das matérias de carácter inovador que justificaram a alteração do Regulamento Tarifário, salientam-se, pela sua relevância, as seguintes:

- i) Criação de uma nova função de compra e venda de gases de origem renovável pelo CURg;
- ii) Definição do regime tarifário aplicável à injeção de gases renováveis nas redes de transporte e de distribuição de gás;
- iii) Definição de um mecanismo para os operadores das redes concretizarem projetos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, com o objetivo de identificação e eliminação das barreiras de acesso à infraestrutura;
- iv) Alteração da fórmula de cálculo da margem de comercialização dos CURr;
- v) Criação de um mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas;
- vi) Reformulação das regras relativas à aplicação do tipo de desconto nos produtos de capacidade interruptível (descontos prévio ou posterior);
- vii) Revisão do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás.

0.2 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás a vigorarem no ano gás 2021-2022, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto 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 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 iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, que estabeleceu o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás 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 aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás 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, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, na redação atual, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás 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 a estes clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado 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 inferiores ou iguais a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2025.

As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em Alta Pressão e Média Pressão encontram-se extintas, desde julho de 2012 e outubro de 2020, respetivamente.

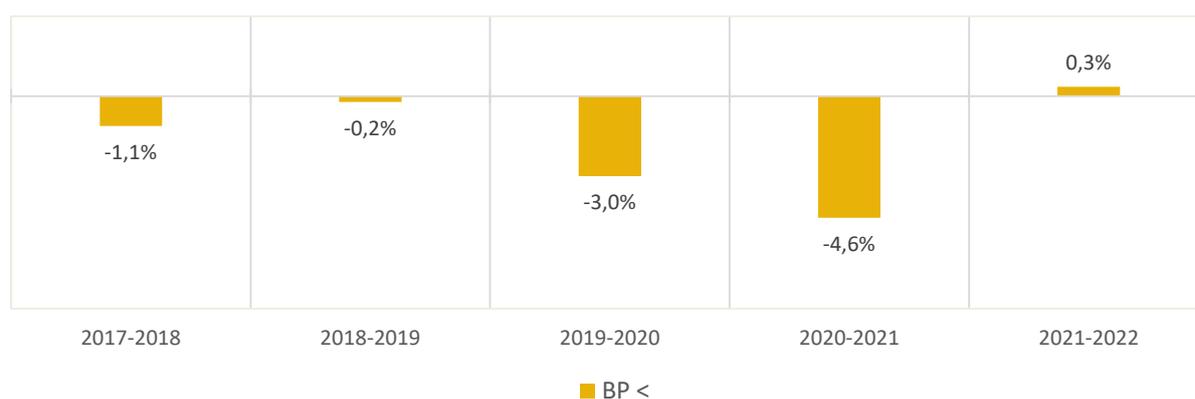
A variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2021, corresponde a um acréscimo de 0,3%, face aos valores do ano gás 2020-2021.

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

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2021-2022/2020-2021
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	0,3%

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para estes consumidores desde o ano gás 2017-2018 até ao ano gás 2021-2022.

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, a vigorar no mesmo período, 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 3163/2021, de 24 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 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 2021, consta do quadro seguinte, com uma variação entre -28,8%, para os fornecimentos em Alta Pressão, e -2,2%, para os fornecimentos em Baixa Pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³.

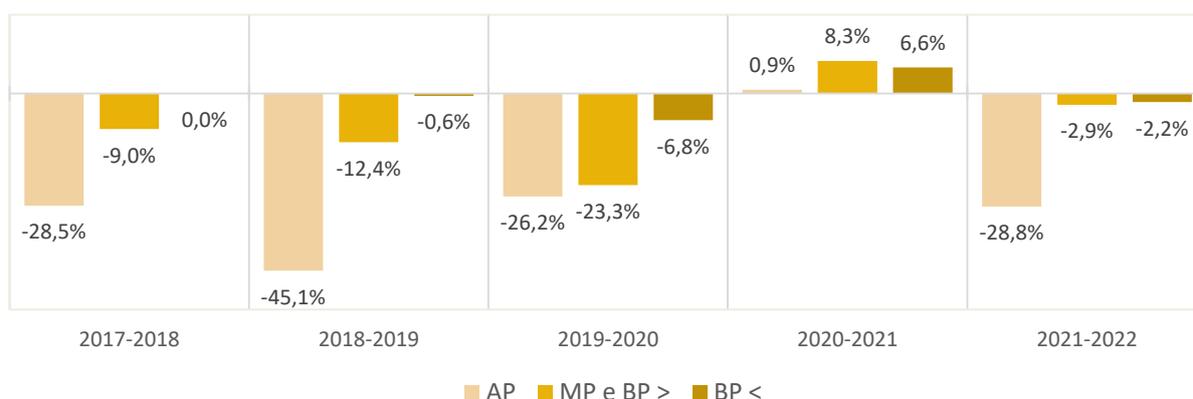
Quadro 0-2 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2021-2022/2020-2021
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	-28,8%
Clientes em MP e BP (> 10 000 m ³ /ano)	-2,9%
Clientes em BP (< 10 000 m ³ /ano)	-2,2%

(*) Os limites de consumo referidos são indicativos

A Figura 0-2 ilustra as variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes, entre o ano gás 2017-2018 e o ano gás 2021-2022, 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 0-3 apresenta-se o impacte médio da variação das tarifas de Acesso às Redes nos preços de venda a clientes finais do Mercado Livre, antes de taxas e impostos. Este impacte varia entre -1,2%, para os fornecimentos em Alta Pressão e os fornecimentos em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, e -0,5%, para os fornecimentos em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

Quadro 0-3 – Impacte médio 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) *	-1,2%
Cientes em MP e BP> (> 10 000 m ³ /ano)	-0,5%
Cientes em BP < (< 10 000 m ³ /ano)	-1,2%

(*) Os limites de consumo referidos são indicativos

As variações nos preços finais do mercado livre podem variar de comercializador para comercializador, de acordo com as respetivas estratégias de aprovisionamento de gás. Se ocorrer uma atualização do preço da

componente de energia no mercado livre em linha com a componente de energia no mercado regulado ³, estimam-se variações de preços praticados no mercado livre conforme o Quadro 0-4.

Quadro 0-4 - 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
Componente de Energia	2,1%	1,9%	1,7%
Tarifa de Acesso às Redes	-1,2%	-0,5%	-1,2%
Preços de Mercado	0,9%	1,4%	0,5%

(*) Os limites de consumo referidos são indicativos

TARIFAS POR ATIVIDADE

No Quadro 0-5 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, da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, que condicionam a variação das tarifas de Acesso às Redes apresentadas anteriormente.

³ A componente de energia é negociada livremente entre os comercializadores do mercado livre e os consumidores. A análise apresentada representa uma simulação de eventuais impactes no mercado livre.

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2021-2022/2020-2021
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-33,3%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-24,4%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-15,8%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-40,1%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-38,1%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-1,4%

As variações apresentadas são condicionadas em grande medida pela evolução dos proveitos permitidos e pela evolução da procura das atividades reguladas, encontrando-se a análise dos mesmos detalhada nos documentos complementares “Proveitos permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás” e “Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2021-2022”.

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 2021, corresponde a um acréscimo de 2,2%, face aos valores do ano gás 2020-2021.

Quadro 0-6 - Variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2021-2022/2020-2021
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	2,2%

No Quadro 0-7 apresenta-se a variação da tarifa de Comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, que corresponde a um acréscimo de 6,1%, face aos valores do ano gás 2020-2021.

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

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2021-2022/2020-2021
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	6,1%

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, apresentada anteriormente.

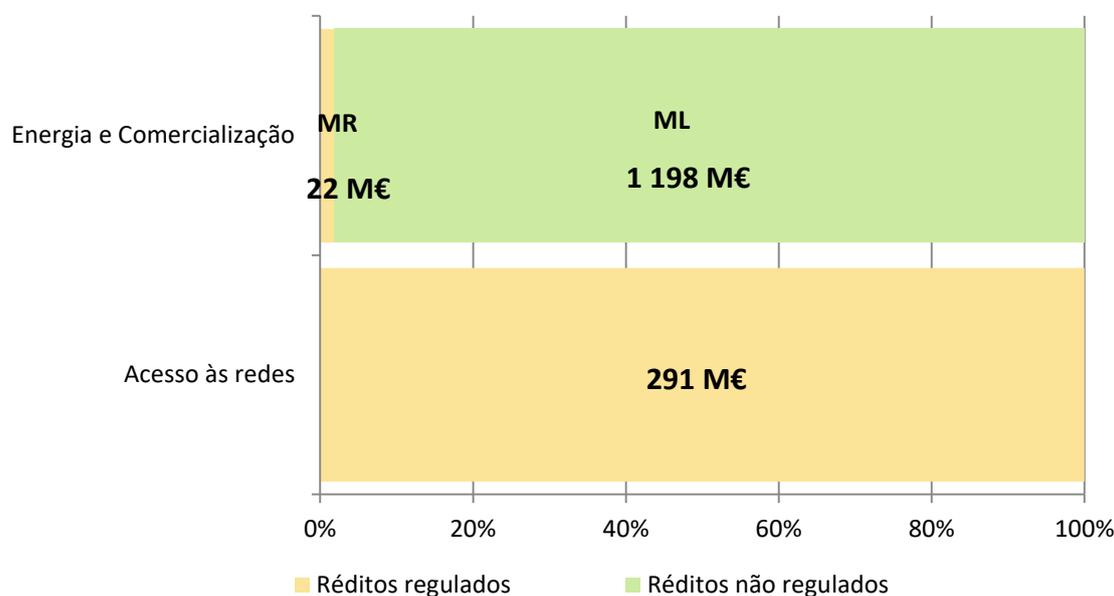
0.3 PROVEITOS PERMITIDOS E PROVEITOS A RECUPERAR NO SETOR DO GÁS

A Figura 0-3 apresenta o montante de proveitos regulados no setor do gás em Portugal e o seu peso relativo nos proveitos totais do setor, que se estima possam atingir valores até 1 512⁴ milhões de euros.

A faturação global das empresas do setor do gás 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 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 2021-2022, 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



Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás” e “Caracterização da procura de gás no ano gás 2021-2022”, que acompanham este documento, e o documento dos “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

O ano gás 2021-2022 é o segundo 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 OPEX⁵ 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. A conjugação da diminuição do nível de investimento, com a diminuição da taxa de remuneração por ação da ERSE refletiu-se na diminuição dos custos de investimentos a recuperar pelas tarifas.

⁵ Do inglês, *Operational Expenditure*, corresponde aos custos de exploração.

Registe-se que, de modo a assegurar uma maior estabilidade tarifária os proveitos permitidos de 2021-2022, não consideram os ajustamentos provisórios das atividades de Distribuição de gás e de Armazenamento Subterrâneo, que em conjunto totalizavam mais 5 milhões de euros a favor dos consumidores (com sentidos opostos, 11 milhões de euros a favor dos consumidores na atividade de Armazenamento Subterrâneo e 6 milhões de euros a favor das empresas, na atividade de Distribuição).

No seu conjunto os ajustamentos considerados em proveitos totalizam cerca de 29 milhões de euros a favor dos consumidores, mais 11 milhões de euros do que no ano anterior.

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, os ajustamentos continuaram, à semelhança do ano anterior, a ser a favor das empresas, aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede Distribuição.

No âmbito da definição das tarifas do setor do gás, 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 0-8 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2021-2022, por atividade.

Quadro 0-8 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2021-2022 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR		Variação	
		Proveitos a recuperar Tarifas 2021-2022	Proveitos a recuperar Tarifas 2020-2021		
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL [a]		22 478	31 114	-8 636	-27,8%
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás [b]		16 628	13 470	3 158	23,4%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás [c]		47 620	56 300	-8 680	-15,4%
Proveitos da atividade de Transporte de gás		29 749	30 190	-440	-1,5%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		20 480	32 589	-12 110	-37,2%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		-2 921	-6 956	4 035	-58,0%
Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		312	478	-166	-34,7%
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador		312	478	-166	-34,7%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás		216 225	225 162	-8 937	-4,0%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		6 958	10 999	-4 041	-36,7%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		8 102	13 946		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]		-1 437	1 383		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II- da tarifa de UGS		-4 258	-4 834	576	-11,9%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II- da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-1 555	-3 498		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II- da tarifa de UGS [e]		2 703	1 335		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II-		2 717	3 696	-979	-26,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II- da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		-319	-688		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II- da tarifa de UGS [f]		-3 037	-4 384		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		9 449	9 623	-175	-1,8%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		7 736	9 542		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [g]		-1 712	-81		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		443	391		
Custos do operador da rede de distribuição k, decorrente da aplicação da tarifa de OLMC, previstos para o ano gás t		312	478		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de OLMC [h]		-132	87		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás [i]		200 915	205 287	-4 371	-2,1%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista [j]		14 324	15 673	-1 348	-8,6%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		14 324	15 673	-1 348	-8,6%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso					
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		3 145	5 241	-2 097	-40,0%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		1 672	2 709	-1 037	-38,3%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		1 360	2 351	-992	-42,2%
Proveitos da função de Comercialização [k]		113	180	-68	-37,6%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		41 634	43 519	-1 885	-4,3%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		12 650	12 963	-313	-2,4%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		22 229	23 815	-1 586	-6,7%
Proveitos da função de Comercialização [l]		6 755	6 740	14	0,2%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]		312 448	330 424	-17 976	-5,4%

O Quadro 0-9 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

Quadro 0-9 - Proveitos permitidos para o ano gás 2021-2022 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos Permitidos 2021-2022
Proveitos do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	22 478
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	16 628
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	51 747
Proveitos da atividade de Transporte de gás		40 209
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		11 538
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]	312
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás	[e]	210 793
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		1 437
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-2 703
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		3 037
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		1 712
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de OLMC		132
Proveitos da atividade de Distribuição de gás		207 178
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	16 196
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		16 196
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³		543
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		-237
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		1 360
Proveitos da função de Comercialização	[g]	-580
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³		42 677
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		10 291
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		22 229
Proveitos da função de Comercialização	[h]	10 157
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		327 731

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-8 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 SNG, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Transporte, dos ORD, para o ORT;
- 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 SNG, 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.

Uma explicação mais detalhada dos fluxos tarifários existentes entre as várias atividades do SNG pode ser encontrada no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás”, que acompanha estas tarifas.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a ERSE submeteu, em 31 de março de 2021, 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 para o ano gás 2021-2022”. 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, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006⁶, de 26 de julho e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho⁷.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2021-2022 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2019, os estimados para o ano 2020 e os previsionais dos anos de 2021 e de 2022 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:

- o capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2021-2022;

⁶ Na redação atual do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

⁷ Sucessivamente alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, pelo Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março e pelo Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro.

- no capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás por atividade, para vigorarem no ano gás 2021-2022, de acordo com o Regulamento Tarifário;
- no capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás, para vigorarem no ano gás 2021-2022, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais;
- no capítulo 5, o custo máximo para o transporte de GNL por cisterna;
- por último, no capítulo 6 é feita uma análise das variações tarifárias.

2 PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS

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; iii) Procura de gás.

A estes determinantes podemos acrescentar as metodologias regulatórias aplicadas para a definição dos proveitos permitidos⁸, 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 custos⁹, 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 perspetivado para o próximo período regulatório.

Existem, também, outros fatores não diretamente dependentes da ação dos reguladores, nem das empresas com impacto no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas, nomeadamente a existência de processos judiciais em curso e fatores de índole legislativa.

Todos estes determinantes são, de seguida, desenvolvidos.

DETERMINANTES ASSOCIADAS A FATORES NÃO CONTROLÁVEIS PELAS EMPRESAS E PELO REGULADOR

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

⁸ Apresentadas no ponto 2.2 deste documento.

⁹ Variáveis físicas às quais estão associadas a evolução dos proveitos permitidos e que refletem a atividade das empresas.

– **Deflatores do PIB**

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

Deste modo, e sendo o gás, 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 2021 e 2022, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões utilizadas pela ERSE. Com efeito, após 2020, ano em que o INE (Instituto Nacional de Estatística) aferiu a queda do nível de atividade económica em cerca de 7,6%¹⁰, a CE¹¹ (Comissão Europeia) projeta, para 2021 e 2022, um aumento do PIB de 3,9% e 5,1%, respetivamente, valores semelhantes aos apresentados pelo BdP (Banco de Portugal), no boletim económico de março¹² (que aponta para um crescimento económico de 3,9% para 2021 e 5,2% para 2022). BdP, CE e FMI¹³ perspetivam o retorno do nível de atividade económica para o patamar pré-pandemia, entre início e meados de 2022.

Note-se que as previsões utilizadas para o deflator do PIB estão sujeitas a um considerável grau de risco e incerteza em virtude da atual situação epidemiológica.

As previsões de organismos internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2021 e 2022, são apresentadas no Quadro 2-1.

¹⁰ [INE, PIB 2020](#)

¹¹ [CE, Previsões Económicas Maio 2021](#)

¹² [BdP, Boletim Económico Março 2021](#)

¹³ [FMI, World Economic Outlook Abril 2021](#)

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	FMI	CE	BdP
2021	0,3	1,3	0
2022	1,5	1,4	1,2

Fontes: FMI - World Economic Outlook database, abril 2021; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, novembro 2020; BdP – Boletim Económico dezembro 2020;

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2021 como para o ano de 2022, como se esquematiza no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Valores dos deflatores previstos pelas empresas

	2021	2022
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	1,0%	1,3%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	1,0%	1,3%
Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	1,0%	1,3%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,2%	1,2%
Lisboagás Comercialização, S.A.	1,0%	1,3%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	1,0%	1,3%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	1,0%	1,3%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	1,0%	1,3%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	1,0%	1,3%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	1,0%	1,3%
REN Armazenagem, S.A.	0,7%	1,2%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	0,7%	1,2%
REN Gasodutos, S.A.	0,7%	1,2%
REN Portgás Distribuição S.A.	0,8%	0,8%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	1,0%	1,3%
Setgás Comercialização, S.A.	1,0%	1,3%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	1,1%	1,2%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,0%	1,3%
Transgás, S.A.	1,0%	1,3%

O IPIB adotado pela ERSE para 2021 e 2022 é de 1,3% e 1,4%, respetivamente, e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de novembro de 2020. Estes valores são próximos dos valores previstos pelas empresas.

– ***Custos de aquisição do gás natural***

A presente análise efetua-se ainda num contexto de incerteza inerente à evolução da pandemia COVID-19, que continua a marcar a evolução da economia global e os efeitos nos mercados dos combustíveis. O prolongamento no tempo destes efeitos, e a sua amplitude, continuam a crescer na dificuldade nos exercícios de previsão e análise dos mercados, sendo a evolução do *roll-out* da vacinação, e a sua eficácia, a nível global, um dos fatores que poderão ser determinantes na evolução económica mundial e, conseqüentemente, nos mercados de *commodities*. É de realçar que se efetua uma previsão para o custo do gás natural a partir de outubro de 2021, pelo que o desfasamento temporal é um outro fator que acresce à incerteza das presentes previsões.

O Comercializador do Sistema Nacional de Gás (SNG) - 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*.

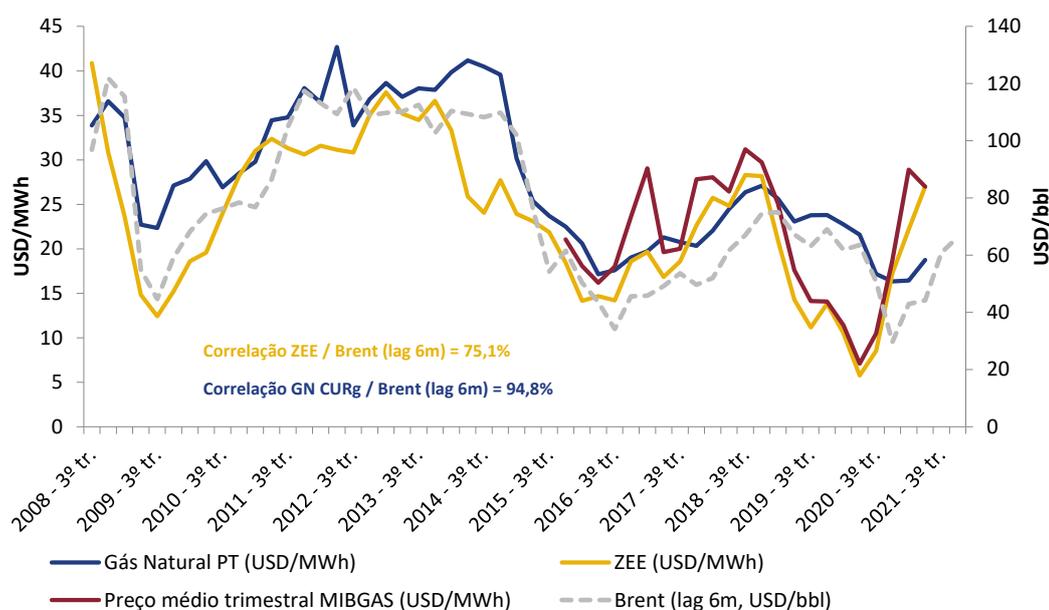
No final de 2020 terminou o contrato com a Sonatrach (via gasoduto) para aquisição do gás natural comprado na Argélia. Desta forma, o contrato da Sonatrach não foi tido em conta nas previsões do custo do gás natural para o ano gás 2021-2022. O gás natural liquefeito (GNL) é adquirido à Nigéria (NLG) através de três contratos, com o primeiro contrato a terminar no final de setembro de 2021. Assim, este contrato não foi igualmente tido em conta nas previsões do custo do gás natural para o ano gás 2021-2022.

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 correlações¹⁴. 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. 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.

¹⁴ 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.

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

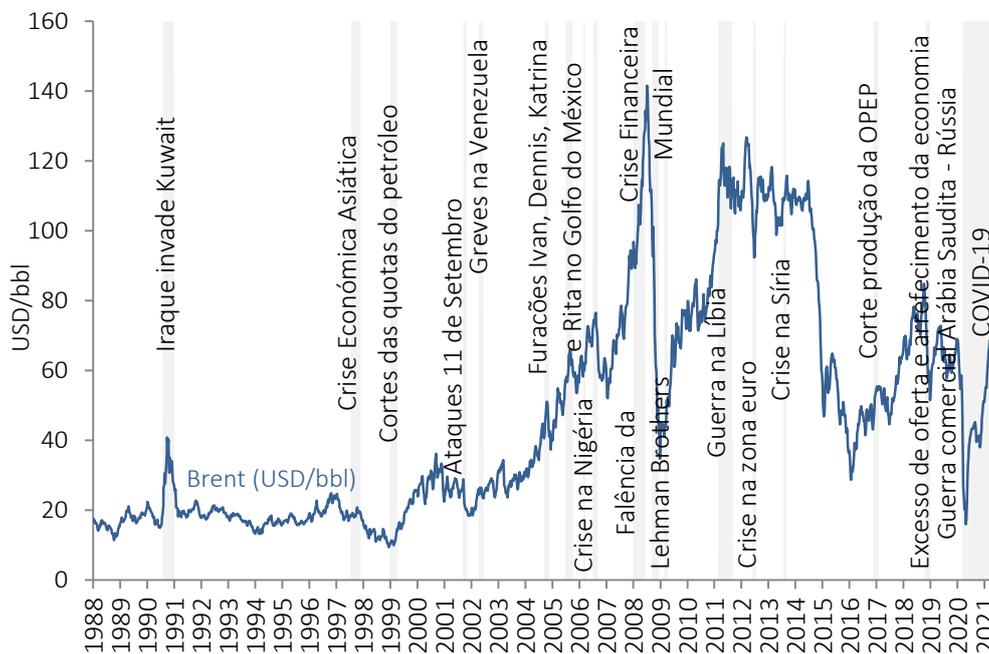


Nota: Não é apresentada a correlação com o MIBGAS por ter um número reduzido de observações, sendo que a correlação obtida com estes dados não foi significativa.

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

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. Nos anos de 2018 e 2019, as médias anuais da cotação do Brent observaram uma subida, face a 2016, 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. Após este mínimo, com a reabertura gradual e o levantamento de parte das restrições de algumas economias mundiais ao longo dos meses seguintes, a cotação do Brent observou uma tendência de crescimento, apesar do período de ligeiro decréscimo na segunda metade de 2020, tendo registado um valor médio nos primeiros meses de 2021, com os dados disponíveis até 20 de maio, de 63 USD/bbl.

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



Fonte: ERSE, EIA, Refinitiv Eikon

Tal como foi salientado atrás, a presente análise efetua-se ainda num contexto de incerteza inerente à evolução da pandemia COVID-19, que continua a marcar a evolução da economia global e os efeitos nos mercados dos combustíveis, que acrescenta dificuldade ao exercício de previsão, já de si complexo, e que só será aplicado a partir de outubro de 2021.

Face ao exposto, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2021 e 2022 foi de: i) 1,78304 cent€/kWh, para 2021 e de ii) 1,75200 cent€/kWh, para 2022, ambos considerados à saída. É de realçar que os custos unitários previstos com a aquisição de gás natural apenas dizem respeito aos trimestres do ano gás 2021-2022. Assim, o valor de 2021 corresponde ao 4.º trimestre e o valor de 2022 diz respeito ao valor médio para os três primeiros trimestres desse ano.

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 (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás e Transporte de gás), os custos associados à imobilização de gás em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNG. 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

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2021-2022
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,07188
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	1,68788
Custo GN (Incluindo custos de ATR, cent€/kWh)	1,75976

Este ponto encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás”.

– **Procura de gás**

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás: 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. A repartição de consumos entre estes grupos tem-se alterado ao longo dos anos, principalmente devido à volatilidade do consumo de gás dos centros electroprodutores, que é motivada essencialmente por alterações conjunturais, mas também estruturais, no setor elétrico da Península Ibérica e da Europa.

Os dados reais de 2019 e as mais recentes estimativas para 2020 da energia saída da rede de transporte, apesar de serem inferiores ao pico registado em 2017, refletem uma tendência de crescimento e estabilização do consumo de gás em Portugal, que é sustentada nos três segmentos de consumidores, pese embora a diminuição do consumo em 2020 devida aos efeitos do COVID-19.

Nas previsões do consumo de gás dos centros electroprodutores para os anos de 2021 e 2022, considerou-se um conjunto alargado de fatores que refletem a dinâmica do Setor Elétrico Nacional e as particularidades do sistema electroprodutor. Esses fatores são, designadamente:

- i. o consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial, que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;

-
- 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;
 - iv. as particularidades da central da Turbogás;
 - v. a política energética e ambiental a nível ibérico e europeu e que justifica que no ano gás 2021-2022 a produção de eletricidade a carvão seja residual a nível nacional e pouco significativa a nível ibérico.

Ponderados estes fatores, a ERSE optou por adotar para o ano gás 2021-2022 uma previsão para o consumo dos centros electroprodutores, que reflete a proposta da REN, com um ligeiro crescimento face ao valor real de 2019.

No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, perspectiva-se o fecho da refinaria em Matosinhos durante o ano de 2021, o que implica uma quebra no agregado dos consumidores fornecidos neste nível de pressão. Assim, para o ano gás 2021-2022 a ERSE optou por assumir também os consumos indicados pela REN para a globalidade dos clientes em AP, retificados para contemplar o encerramento da refinaria em Matosinhos.

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 2021-2022, exceto para a Sonorgás. Para esta empresa, as previsões de procura associada aos novos polos de consumo foram revistas em baixa em coerência com a execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 26 novos polos atribuídos à Sonorgás efetivamente realizados até à data.

Na atividade de Comercialização de Último Recurso retalhista, a ERSE assumiu as previsões indicadas pelas empresas para ambos os segmentos¹⁵.

¹⁵ Clientes com consumo superior a 10 000 m³ por ano e clientes com consumo inferior a 10 000m³.

O balanço de gás para o ano gás 2021-2022, 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.

Quadro 2-4 - Balanço de energia do setor do gás para o ano gás 2021-2022

		Unidades: GWh
	Entradas na RNTG	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	6 233
	1.1 Campo Maior	6 233
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	60 362
	2.1 Injecções RNT	58 436
	2.2 Camião cisterna	1 925
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	2 756
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNG	69 351
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTG	67 426
	Saídas da RNTG	
	6 Exportação (Valença do Minho)	881
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	2 756
	8 Centros electroprodutores	25 032
	9 Clientes industriais em AP	13 696
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 997
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTG	67 362
	12 Variação das existências (Linepack)	-4
	13 Perdas e autoconsumos na RNTG	67
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTG	63 725
	Entradas na RNDG	
15=10	15 Redes interligadas	24 997
16	16 Redes abastecidas por UAG	880
17=15+16	17 Total de entradas na RNDG	25 877
	Saídas da RNDG	
	18 Clientes em MP	17 415
	19 Clientes em BP	8 415
	20 Perdas e autoconsumos na RNDG	47
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDG (inc. perdas e autocons.)	25 877
	22 Total das Saídas no SNG	65 714
	22.1 UAG Propriedade de clientes	802
	22.2 Exportações	243

Nos documentos “Caracterização da procura de gás para o ano gás 2021-2022” e “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2021-2022 das Empresas Reguladas do Setor do Gás”, encontram-se elementos adicionais sobre a procura de gás 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 2021-2022 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

		2019	2020
Deflator do PIB		1,69%	2,53%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	-0,217%	
	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		-0,306%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		0,750%

A definição do valor do *spread* para s-1 (2020) 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 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás”.

– *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 indutores¹⁶ 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	3,0%	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%	2,0%
Distribuição	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.

¹⁶ 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 2019	Taxa 2020	Taxa estimada 2021	Taxa prevista 2022
Alta Pressão	5,40%	4,56%	4,50%	4,50%
Média e Baixa Pressão	5,70%	4,76%	4,70%	4,70%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%

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 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 fixando-se em 5,40% na alta pressão e em 5,70% na média e baixa pressão.

Para efeitos de cálculos de ajustamentos de 2020 e para o ano de tarifas 2021-2022 as taxas de remuneração correspondem à metodologia dos novos parâmetros do setor do gás associados ao cálculo do custo de capital para o período 2020-2023 do corrente processo tarifário. Deste modo, em 2020, a taxa de remuneração em alta pressão é de 4,56% e de 4,76% em média baixa pressão. Para o ano de tarifas 2021-2022 estas taxas assumem o valor estimado de 4,5% e 4,7% em alta pressão e média e baixa pressão, respetivamente. Estes valores correspondem ao valor mínimo, de acordo com a metodologia dos parâmetros, e representam uma estimativa que considera os valores das *yields* das OT registados até finais de abril, 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 elétrico¹⁷.

¹⁷ 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 em Portugal tem sido objeto de alguma volatilidade provocada, sobretudo, pela procura de gás das centrais de ciclo combinado, em consequência da imprevisibilidade da hidraulicidade e do aumento da produção de energia elétrica proveniente de fontes 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 da atividade de Transporte de gás. Estes mecanismos são apresentados e desenvolvidos no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

A) Mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários

A ERSE introduziu na regulamentação do setor, um mecanismo que permite atenuar o impacte dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (ano gás 2013-2014) e da atividade de Armazenamento Subterrâneo (ano gás 2016-2017). Este mecanismo simétrico está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos dessas atividades, relativamente aos proveitos permitidos do ano gás anterior.

Analisados as vantagens e os constrangimentos associados a este mecanismo, e face a evolução verificada e prospetivada para os proveitos a recuperar das atividades de Receção, Armazenamento, Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo e de UGS I, optou-se por não ativar o mecanismo nas tarifas 2021-2022, pela primeira vez desde a sua criação.

Registe-se ainda que, com a recente revisão regulamentar do setor do gás ocorrida já em 2021, a ERSE contemplou ao nível do Regulamento Tarifário um mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas. Este mecanismo tem como objetivo mitigar os impactos tarifários da reversão para as tarifas das receitas obtidas pelos operadores das infraestruturas de Receção, Armazenamento, Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo e de Transporte de gás, sobretudo quando os valores

são bastantes elevados, como recentemente aconteceu com os montantes dos prémios obtidos em 2020 e em 2021. No ano gás 2021-2022, este novo mecanismo não se aplicou.

B) Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos da atividade de Transporte associados à procura de gás

A volatilidade da procura tem impactos na determinação dos proveitos a recuperar pelas tarifas em cada ano nas atividades de alta pressão, que abrangem as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo e também a atividade de Transporte de gás.

Por este motivo, a regulação da atividade de Transporte de gás inclui um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados a desvios da procura de gás. Estes montantes diferidos são devolvidos nos três anos seguintes, sendo assegurada a neutralidade financeira para o operador e para o sistema tarifário. O limite que define a ativação do mecanismo é um parâmetro a fixar pela ERSE no início de cada período regulatório. Refira-se, também, que o mecanismo é simétrico, ou seja, é ativado quer se os ajustamentos excedam o limite no sentido de devolução ao operador, quer se os ajustamentos excedam o limite no sentido da devolução ao sistema tarifário.

Recentemente, na revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás, a ERSE alterou a formulação deste mecanismo passando a considerar condições que reflitam as decisões regulatórias quanto à aplicação, ou não, dos ajustamentos de s-1 nos proveitos da atividade de transporte de gás, quer no ano gás a que respeita a aplicação do mecanismo de diferimento, quer no ano gás anterior.

Na aplicação deste mecanismo para o exercício tarifário do ano gás de 2021-2022 obteve-se um desvio de proveitos associado à procura na rede de transporte de 42%, acima do limite de 20%, pelo que o mecanismo voltou a ser ativado. Assim, tal como nos anos gás de 2017-2018, 2018-2019 e 2019-2020, o mecanismo foi ativado no sentido de aumento dos proveitos, com um montante de 9 990 milhares de euros a incorporar nos proveitos do ano gás 2021-2022, originando montantes a entregar pela empresa nos próximos 3 anos gás. No presente exercício tarifário para o ano gás de 2021-2022, para além da incorporação do montante acima referido, a empresa pagará anuidades de dois diferimentos de anos anteriores (de 2018-2019 e de 2019-2020), resultando num efeito líquido nos proveitos da atividade de Transporte de -10 459 milhares de euros.

– *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

O processo de liberalização provocou uma rápida diminuição do volume de vendas dos CUR, dificilmente acompanhável por uma revisão da estrutura de custos desses comercializadores. Os desvios nas tarifas transitórias seriam desproporcionados se fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores e os custos operacionais previstos num universo de clientes em constante diminuição.

Esta situação originou a criação de um mecanismo que corresponde ao diferencial entre os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Comercialização e os proveitos permitidos. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de 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 128.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 2-8 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 2-8 - 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	2 710
Total	2 710

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 clientes, em particular dos clientes domésticos, a ERSE reconhece na parcela II da tarifa de UGS os desvios positivos ou negativos dos proveitos

permitidos da atividade de Compra e Venda de gás decorrente da aplicação da tarifa de Energia, que é paga por todos os consumidores, com exceção dos centros electroprodutores.

Os desvios de energia não extraordinários da atividade Compra e Venda de gás 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.

Relativamente aos ajustamentos decorrentes de eventos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás 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 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 2021-2022 cativou os montantes relativos ao montante total em dívida dos ajustamentos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás, a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS que, no seu total, corresponde a cerca de 66 milhões de euros.

No Quadro 2-9 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022, relativo aos 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.

Quadro 2-9 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos t-1 e t-2 CUR	-3 240
Total	-3 240

Nos Quadro 2-10 e Quadro 2-11 podemos visualizar os valores transferidos para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II_≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II_≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-354
Total	-354

Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II_> nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II_{>}	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	-2 886
Total	-2 886

– *Transferências de fornecimento de MP para AP*

A ERSE introduziu a possibilidade dos consumidores ligados em média pressão optarem pela tarifa de Alta Pressão, se consumirem anualmente uma quantidade de gás 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 Sistema¹⁸ e posteriormente transferido para o ORD respetivo, estando previsto no n.º 6 do artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor.

**Quadro 2-12 - Transferências de fornecimento de MP para AP nos proveitos permitidos
do ano gás 2021-2022**

Unidade: 10³ EUR

Transferências do ORT para o ORD	Valor
Transferências de fornecimento de MP para AP	6 262
Total	6 262

– *Sistema de compensação entre operadores regulados*

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.

Refira-se que as compensações entre operadores da mesma atividade, isto é, 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, Beiragás, LisboaGás GDL, Lusitaniagás, Portgás,

¹⁸ Até ao ano gás 2018-2019 o valor era recuperado pela tarifa de Uso da Rede de Transporte.

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 2020^[1], 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 em relação a todos os processos, com exceção do Processo n.º 2395/15.2BELSB cuja apensação já foi deferida.

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.

^[1] 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 2-13 - 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, 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 2-14 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás

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 rubricas 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	Armazenamento Subterrâneo de gás	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 PARA O ANO GÁS 2021-2022

Proveitos permitidos do setor do gás

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
REN Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás	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 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 SNG	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 SNG; 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 definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados; Custos com a campanha de informação e esclarecimento dos consumidores de gás; Custos do gestor logístico das UAG; Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RINTGN, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas; Mecanismo de sustentabilidade do SNG 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 SNG, 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 CSNG. Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte, custos de exploração do CSNG 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
	Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos CUR	Custos aceites Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com a aquisição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono. Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Tarifa de Energia

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2020 a 2023	Recuperação de proveitos
6 empresas concessionárias 5 empresas licenciadas Operadores da rede de Distribuição (ORD)	Distribuição de gás	OPEX: a) Regulação por price cap (Indutores de custos: n.º pontos de abastecimento + quantidade de gás 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
6 empresas concessionárias 5 empresas licenciadas Comercializadores de último recurso (CUR)	Compra e Venda de gás	Custos aceites Ajustamentos, provisório ¹ ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	Custos com aquisição do gás 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
	Compra e Venda do Acesso à RNTG e à RNDG	<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	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

- Opcional.
- 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, o ativo foi sujeito a uma reavaliação inicial nos termos dos respetivos contratos de concessão e licenças de distribuição.
- Beiragás, LisboaGás GDL, Lusitaniagás, REN Portgás Distribuição, Setgás e Tagusgás.
- Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.
- 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 2021-2022, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

A revisão regulamentar do setor do gás, 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 consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás”, da “Caracterização da procura de gás no ano gás 2021-2022”, que acompanham este documento, bem como o documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

No documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás” 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 no ano gás 2021-2022”, a análise da procura de gás 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, 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 2-15 a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2021-2022 e os do ano gás 2020-2021. Observa-se um decréscimo dos proveitos permitidos para esta atividade, devido ao aumento do valor dos ajustamentos a devolver pelo operador do terminal de GNL aos consumidores de gás e, principalmente, devido ao valor dos prémios de leilão a reverter para a tarifa.

Quadro 2-15 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2020-2021	Proveitos permitidos 2021-2022	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	26 613	26 351	-262	-1,0%
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	11 595	11 391	-204	-1,8%
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	3 886	3 901	15	0,4%
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)	0,025056	0,025149	0,000094	0,4%
3	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	51 831	58 661	6 830	13,2%
4	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,108186	0,087602	-0,020584	-19,0%
5	Consumo de energia ativa (MWh)	59 261	68 664	9 403	15,9%
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	0	10 350	10 350	
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	4 155	4 498	343	-
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	-1 216	416	1 632	-
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	35 269	22 478	-12 791	-36,3%
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	4 155	0	-4 155	-
l=j-k	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	31 114	22 478	-8 636	-27,8%

2.3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás é exercida pela REN Armazenagem. O Quadro 2-16 apresenta a comparação entre os proveitos da REN Armazenagem para o ano gás de 2021-2022 e para do ano gás 2020-2021. Verifica-se um aumento dos proveitos permitidos da atividade, decorrente da não incorporação no cálculo dos proveitos permitidos do ano 2021-2022 dos ajustamentos provisórios referentes ao ano civil 2020.

Quadro 2-16 - Proveitos da REN Armazenagem

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2020-2021	Proveitos permitidos 2021-2022	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
a	Custos com capital afetos a esta atividade	14 844	14 605	-239	-1,6%
b=1+2*3+4	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 319	4 277	958	28,9%
1	Componente fixa (10 ³ €)	2 084	2 071	-13	-0,6%
2	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,144622	0,143717	-0,000905	-0,6%
3	Energia extraída/injetada (GWh)	8 009	8 009	0	0,0%
4	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Armazenamento Subterrâneo	77	1 055	978	1267,6%
c	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	98	1 113	1 015	1030,8%
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, para o ano s-1	8 128	0	-8 128	-
k	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	737	1 141	403	-
l	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015	-116	0	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	9 315	16 628	7 313	78,5%
n	Desvios positivos ou negativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	-4 155	0	4 155	-100,0%
o = m - n	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	13 470	16 628	3 158	23,4%

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 têm desde 2007 a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de gás, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador. 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.

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.

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 2-17 apresenta os proveitos para o ano gás de 2021-2022 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Quadro 2-17 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2020-2021	Proveitos permitidos 2021-2022	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 aceites pela ERSE, previstos para o ano t	428	439	10	2,4%
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás 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.	-49	55	104	-
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	72	72	-
E = A - B - C - D	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	478	312	-166	-34,7%

2.3.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2021-2022 da atividade de Gestão Técnica Global do SNG e os do ano gás 2020-2021. O decréscimo dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG associados à parcela I da tarifa de UGS decorre principalmente dos ajustamentos que passaram de valores a receber pela empresa em tarifas de 2020-2021, para valores a devolver pela empresa em tarifas de 2021-2022. A variação ocorrida ao nível da parcela II da tarifa de UGS deriva dos ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso.

Quadro 2-18 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2020-2021	Proveitos permitidos 2021-2022	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G-H-I-J	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	26 543	14 217	-12 326	-46,4%
B=1+2+3+4-5	Custos da gestão técnica global do SNG	13 777	13 023	-754	-5,5%
1	Custos com capital afetos a esta atividade	4 769	3 656	-1 114	-23,3%
2	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	3 345	3 357	13	0,4%
3	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	1 188	1 077	-110	-9,3%
4	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás	4 475	4 934	459	10,2%
5	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	0	1	1	298,0%
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0	619	619	-
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	1 258	2 710	1 451	115,4%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	-836	-31	805	-96,3%
H	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	-3 062	2 007	5 069	-
I	Ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, 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	-8 292	97	8 389	-
J	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2016 e 2017	-991	0	991	-
K=A	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - UGS I antes da aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários	26 543	14 217	-12 326	-46,4%
L	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	0	-4 155	-
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	-4 155	0	4 155	-100,0%
N	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	6 046	6 262	217	3,6%
O=K+L+M+N	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - UGS I	32 589	20 480	-12 110	-37,2%
6	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás 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.	-7 256	-3 240	4 016	-
7	Mediadas de Sustentabilidade do SNG, 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	299	319	20	6,6%
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 SNG - UGS II	-6 956	-2 921	4 035	-58,0%
11	Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTG, 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 SNG - Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTG	0	0	0	-
R=O+P+Q	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG	25 633	17 559	-8 074	-31,5%

2.3.5 TRANSPORTE DE GÁS

O Quadro 2-19 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2021-2022 da atividade de Transporte de gás e os do ano gás 2020-2021. Face ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT mantem-se sensivelmente ao mesmo nível. Este equilíbrio foi atingido pela incorporação do ajustamento de s-1, que não tinha sido considerado em tarifas de 2020-2021, e que constitui um valor a devolver aos consumidores, e pela reversão à tarifa de prémios de leilão de capacidade. Verificou-se, em sentido contrário, uma redução significativa do valor do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s-1.

Quadro 2-19 - Proveitos da atividade de Transporte de gás

		Unidade: 10 ⁷ EUR			
		Proveitos permitidos 2020-2021	Proveitos permitidos 2021-2022	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Custos com capital afetos a esta atividade	52 630	52 086	-545	-1,0%
2=a+b*c+d+e	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás, aceites pela ERSE	18 204	18 259	55	0,3%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás	7 488	7 441	-47	-0,6%
b	Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (103€/GWh/dia)	15,692743	15,594544	-0,098199	-0,6%
c	Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)	288	304	16	5,7%
d	Custo de transporte por rodovia de GNL	5 393	4 917	-476	-8,8%
e	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás	805	1 156	351	43,6%
3	Proveitos da atividade de Transporte de gás que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	808	1 192	385	47,6%
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	6 126	6 126	-
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0%			-
7	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0%			-
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0%			-
9	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0%			-
10	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás, para o ano s-1	0	9 823	9 823	-
11	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	14 475	12 994	-1 481	-
12	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015, 2016 e 2017	14	0	-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	55 537	40 209	-15 328	-27,6%
B	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	25 347	10 459	-14 888	-
C=A-B	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás	30 190	29 749	-440	-1,5%

2.3.6 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2021-2022 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte do ano gás 2020-2021 e do ano gás 2020-2021. Face ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT apresentam uma redução.

Quadro 2-20 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2020-2021	Proveitos permitidos 2021-2022	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A = B - C - D	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	478	312	-166	-34,7%
B	Custos do operador da rede de transporte, decorrente da aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	478	312	-166	-35%
C	Valor no ano s do ajustamento do operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o ano s-1	0	0	0	-
D	Ajustamento no ano s resultante da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2 e os valores pagos ao operador logístico de mudança de comercializador por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano s-2	0	0	0	-
E = A	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	478	312	-166	-35%

2.3.7 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás 2021-2022 da atividade de Distribuição de gás e os do ano gás 2020-2021. Observa-se que os proveitos permitidos diminuem cerca de 1%, o que resulta do decréscimo dos custos com capital decorrente da redução da taxa de remuneração do ativo e dos ativos não considerados por não terem sido aprovados em sede de PDIRD-GN 2018, nem aprovados fora do âmbito dos PDIRD (ou seja, não incluídos no PDIRD-GN 2018 aprovado, nem nas propostas de PDIRD GN 2020 que recentemente estiveram em Consulta Pública) e da redução da componente do OPEX justificada, em parte, pela revisão extraordinária das bases de custos. No que respeita aos proveitos a recuperar, observa-se igualmente uma redução de 2%.

Após a análise do impacto na volatilidade tarifária do valor do ajustamento provisório dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, calculado tendo em conta os valores estimados ocorridos no ano civil de 2020, a ERSE decidiu não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022, conforme previsto no n.º 9, do artigo 113.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 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás”.

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

Unidade: 10² EUR

		Beiragás					Dianagás					Duriensegás				
		Tarifas 2020-2021	Tarifas 2021-2022	2021	2022	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2020-2021	Tarifas 2021-2022	2021	2022	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2020-2021	Tarifas 2021-2022	2021	2022	Variação % 20-21/21-22
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 007	4 900	4 810	4 929	-2%	1 194	1 236	1 227	1 240	4%	3 429	3 247	3 359	3 209	-5%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			2 162	2 268				790	821				2 170	2 058	
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			56 341	56 634				9 296	8 900				25 302	24 490	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,70%	4,70%				4,70%	4,70%			4,70%	4,70%		
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 778	3 690	3 708	3 684	-2%	1 279	1 283	1 292	1 281	0%	1 907	1 903	1 908	1 901	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, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	8 785	8 590			-2%	2 473	2 520			2%	5 336	5 149	5 268	5 110	-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	0	0				0	0				0	0			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-10	1 148				-369	-202				-260	350			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	8 795	7 442			-15%	2 842	2 722			-4%	5 597	4 800			-14%

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

Proveitos permitidos do setor do gás

Unidade: 10³ EUR

		Lisboagás					Lusitaniagás					Medigás				
		Tarifas	Tarifas	2021	2022	Variação %	Tarifas	Tarifas	2021	2022	Variação %	Tarifas	Tarifas	2021	2022	Variação %
		2020-2021	2021-2022			20-21/21-22	2020-2021	2021-2022			20-21/21-22	2020-2021	2021-2022			20-21/21-22
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	36 929	36 619	36 698	36 592	-1%	20 046	20 265	20 162	20 300	1%	1 873	1 824	1 815	1 827	-3%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			15 241	15 480				8 089	8 296				1 154	1 186	
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			456 523	449 189				256 863	255 393				14 054	13 636	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,70%	4,70%				4,70%	4,70%				4,70%	4,70%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	26 154	25 853	26 063	25 782	-1%	8 974	8 901	8 931	8 890	-1%	1 206	1 209	1 207	1 210	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, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	63 082	62 471			-1%	29 020	29 166	29 093	29 190	1%	3 079	3 033	3 021	3 037	-1%
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	127	112				4 480	4 759				0	0			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-4 418	-582				-569	-5 823				-216	-95			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	67 374	62 941			-7%	25 109	30 230			20%	3 295	3 128			-5%

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

Proveitos permitidos do setor do gás

Unidade: 10³ EUR

		Pagás					REN Portgás Distribuição					Setgás				
		Tarifas	Tarifas	2021	2022	Variação %	Tarifas	Tarifas	2021	2022	Variação %	Tarifas	Tarifas	2021	2022	Variação %
		2020-2021	2021-2022			20-21/21-22	2020-2021	2021-2022			20-21/21-22	2020-2021	2021-2022			20-21/21-22
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	531	525	529	523	-1%	37 159	37 485	36 694	37 748	1%	11 243	11 297	11 267	11 306	0%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1			322	326				14 375	14 982				4 454	4 531	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			4 400	4 187				474 880	484 395				144 955	144 167	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,70%	4,70%				4,70%	4,70%				4,70%	4,70%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	485	487	489	486	0%	13 075	13 122	13 086	13 133	0%	6 287	6 253	6 272	6 247	-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, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	1 016	1 011	1 018	1 009	0%	50 234	50 606	49 780	50 882	1%	17 530	17 550	17 540	17 553	0%
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				968	923				471	469			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
G	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-246	64				3 036	3 220				-849	-31			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	1 262	948			-25%	46 229	46 463			1%	17 908	17 112			-4%

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

Proveitos permitidos do setor do gás

Unidade: 10³ EUR

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas 2020-2021	Tarifas 2021-2022	2021	2022	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2020-2021	Tarifas 2021-2022	2021	2022	Variação % 20-21/21-22	Tarifas 2020-2021	Tarifas 2021-2022	2021	2022	Variação % 20-21/21-22
		A=1+(2'3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	11 386	10 033	8 850	10 428	-12%	6 886	6 757	6 647	6 793	-2%	135 682	134 188	132 059
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos <i>s</i> e <i>s</i> +1			5 153	5 900				2 878	3 047				56 790	58 897	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD <i>k</i> líquido de amortizações e participações, previstos para os anos <i>s</i> e <i>s</i> +1			78 667	96 329				80 189	79 711				1 601 470	1 617 032	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			4,70%	4,70%				4,70%	4,70%				4,70%	4,70%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	4 615	4 530	4 323	4 600	-2%	3 417	3 390	3 425	3 378	-1%	71 177	70 620	70 705	70 592	-1%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos <i>s</i> e <i>s</i> +1 de acordo com o PPDA															
D=A+B+C	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, previstos para o ano <i>s</i>	16 001	14 564	13 173	15 028	-9%	10 302	10 147	10 073	10 171	-2%	206 859	204 808			-1%
E	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição <i>k</i> previstos para o ano <i>s</i>	0	0				0	0				6 046	6 262			
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano <i>s</i> -1	0	0				0	0				0	0			
G	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano <i>s</i> -2	-936	-262				364	-157				-4 473	-2 370			
H=E-F-G	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição <i>k</i>, com ajustamentos considerados do ano <i>s</i>-2	16 937	14 825			-12%	9 939	10 304			4%	205 287	200 915			-2%

2.3.8 COMPRA E VENDA DE GÁS

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2021 e 2022 foi de: i) 1,78304 cent€/kWh, para 2021 e de ii) 1,75200 cent€/kWh, para 2022, 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 (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNG. 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 2-22 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2021-2022
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,07188
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	1,68788
Custo GN (Incluindo custos de ATR, cent€/kWh)	1,75976

Os pressupostos que suportam as previsões para o custo unitário do gás natural e custos das infraestruturas de gás natural encontram-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás”.

2.3.9 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-23 apresenta os proveitos para o ano gás 2022-2022 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 2-23 - 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 2020/2021 (1)	Proveitos Permitidos 2021	Proveitos Permitidos 2022	Proveitos Permitidos 2021/2022 (2)
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	15 673	14 670	14 209	14 324
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	299	318	320	319
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	-2 164			-1 033
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	-2 702			32
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			-552
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	20 932	14 988	14 529	16 196
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	299	318	320	319
H	Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	4 959			1 553
I	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes	0	0	0	0
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	15 673	14 670	14 209	14 324

2.3.10 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-24 e o Quadro 2-25 apresentam os proveitos da função de Compra e Venda de gás e os da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista, respetivamente, para o ano gás 2020-2021 e 2021-2022 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

Quadro 2-24 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás de Comercializador de Último Recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2020-2021 (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	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, 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, 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, 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 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

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022 (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	807	112	453	2 500	6 103	2 334	241	74	1 305	75	318	14 323
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-93	-12	-32	-343	-296	-140	-14	-4	-15	-85	-53	-1 085
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	11	8	-24	-11	447	265	1	19	85	71	-44	826
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	20	33	234	390	2 198	1 159	66	-127	463	22	68	4 528
E	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	869	83	275	2 463	3 754	1 050	188	186	772	67	347	10 053

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022

Proveitos permitidos do setor do gás

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	-6	-18	-30	-372	-405	-218	-9	1	-134	-30	-130	-1 350
Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	501	-43	56	827	307	-769	40	5	163	41	-3	1 126
Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-201	-27	-218	-1 341	-1 756	-578	-117	5	-522	-122	-156	-5 033
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-61	18	361	-179	-309	-3 935	21	-244	292	-5	0	-4 039
Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás t E=A-B-C-D	-245	34	-228	320	1 353	5 063	47	235	-67	56	29	6 596

	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	-1%	-14%	-6%	-13%	-6%	-9%	-4%	2%	-9%	-28%	-29%	-9%
Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1												
Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, 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, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas												
Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás t	-22%	68%	-45%	15%	56%	-126%	33%	-479%	-8%	489%	9%	191%

Quadro 2-25 - Proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2020-2021 (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	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 participativo, 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, 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 relativo ao ano s-2	1	-5	8	392	267	242	2	1	39	0	34	982
G	Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, previstos para o ano gás t $H = A+B+C+D-E-F+G$	380	91	187	983	3 540	1 247	131	34	1 092	282	212	8 179

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2021-2022 (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	329	66	215	1 620	3 181	1 341	127	37	978	237	272	8 405
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t	0	0	0	284	0	0	0	0	0	0	0	284
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	1	0	0	0	37	15	0	0	10	0	4	67
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	48			150	448	179			128		27	980
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás, relativo ao ano s-1	21	5	17	91	60	97	5	-1	20	-154	18	179
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, relativo ao ano s-2	6	1	1	127	316	35	-1	-1	7	6	8	504
G	Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	4	1	5	185	291	18	1	1	12	3	4	524
H	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, previstos para o ano gás t $H = A+B+C+D-E-F+G$	355	61	201	2 022	3 582	1 420	124	39	1 102	389	280	9 577

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022

Proveitos permitidos do setor do gás

Unidade: 10³ 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	-6	-3	-7	-97	-118	-48	-4	-1	-53	-41	-6	-385
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t				-11								-11
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	1	0	0	-66	-19	15	0	0	2	0	3	-64
Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	0					0						2
Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	18	21	-10	-761	65	18	7	-4	-19	-150	-41	-855
Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	5	6	-7	-265	48	-207	-3	-2	-32	5	-26	-478
Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	4	1	5	185	291	18	1	1	12	3	4	524
Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t G= A+B+C+D-E-F	-25	-30	14	1 038	42	174	-7	5	10	107	68	1 398

0,909836066

	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	-2%	-5%	-3%	-6%	-4%	-3%	-3%	-4%	-5%	-15%	-2%	-4%
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t	-	-	-	-4%	-	-	-	-	-	-	-	-4%
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	-	-	-	-	-34%	-	-	-	24%	-	998%	-49%
Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	-1%	-	-	1%	1%	0%	-	-	-1%	-	0%	0%
Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	700%	-	-35%	-89%	-	23%	-	-	-48%	-	-70%	-83%
Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	417%	-	-83%	-68%	18%	-85%	-	-	-82%	1960%	-76%	-49%
Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t	-6%	-33%	8%	106%	1%	14%	-6%	16%	1%	38%	32%	17%

2.3.11 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

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

O Quadro 2-26 apresenta os parâmetros a vigorar nos anos civis 2021 e 2022 cujos racionais para a sua fixação encontram-se no documento , “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

Quadro 2-26 - Parâmetros a vigorar em 2021-2022

Parâmetro	Valor adotado para 2021	Descrição	RT em vigor
$r_{aRAR,r}$	4,50%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, em percentagem	Art.º 101.º
$r_{AS,r}$	4,50%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, em percentagem	Art.º 102.º
r_{GTGS}	4,50%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em percentagem	Art.º 105.º
r_T	4,50%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 106.º
r_D	4,70%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 113.º
$FCE_{RAR,n}$	Quadro 2-27	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento de GNL	Art.º 101.º

Parâmetro	Valor adotado para 2021	Descrição	RT em vigor
$VCE_{RAR, n}^{IPIB}$	Quadro 2-27	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 101.º
$VCE_{RAR, n}^{\mu}$	Quadro 2-27	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 101.º
$X_{FCE_{RAR}}$	Quadro 2-27	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em percentagem	Art.º 101.º
$X_{VCE_{RAR}}^{IPIB}$	Quadro 2-27	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 101.º
$X_{VCE_{RAR}}^{\mu}$	Quadro 2-27	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento não indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 101.º
Y_t^{OT}	0,39542	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 SNG	Art.º 101.º
$FCE_{AS, s}$	Quadro 2-28	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 102.º
$VCE_{AS, s}$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 102.º
$X_{FCE_{AS}}$	Quadro 2-28	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 102.º
$X_{VCE_{AS}}$	Quadro 2-28	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 102.º

Parâmetro	Valor adotado para 2021	Descrição	RT em vigor
y_t^{OAS}	0,37075	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 SNG	Art.º 102.º
-	Quadro 2-29	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás aceites pela ERSE, no ano t	Art.º 103.º
$CEE_{GTGS,s}$	Quadro 2-30	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, da atividade de Gestão Técnica Global do SNG	Art.º 105.º
$X_{CE_{GTGS}}$	Quadro 2-30	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em percentagem	Art.º 105.º
$FCE_{T,s}$	Quadro 2-31	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás	Art.º 106.º
$VCE_{T,s}$	Quadro 2-31	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás	Art.º 106.º
X_{FCE_T}	Quadro 2-31	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 106.º
X_{VCE_T}	Quadro 2-31	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 106.º
K_s^{ORT}	20%	Valor que limita a aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás na atividade de Transporte, em percentagem	Art.º 106.º
$FCE_{D,s}^k$	Quadro 2-32	Componentes fixas dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás do operador da rede de distribuição k, no ano s (em milhares de euros)	Art.º 113.º
$VCE_{D,s}^k$	Quadro 2-32	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás do operador da rede de distribuição k, no ano s (a aplicar à energia distribuída)	Art.º 113.º

Parâmetro	Valor adotado para 2021	Descrição	RT em vigor
X_{FCED}^k	Quadro 2-32	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás do operador da rede de distribuição k, em percentagem	Art.º 113.º
X_{VCEd}^k	Quadro 2-32	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás do operador da rede de distribuição k, em percentagem.	Art.º 113.º
$\tilde{C}_{E_{Cs}}^{CURk}$	Quadro 2-33	Custos de exploração da função de Comercialização de gás, previstos para o ano s e ano s+1	Art.º 130.º
X_C^{CURk}	2%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás, em percentagem	Art.º 130.º
r^{CURk}	4,70%	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 130.º

Quadro 2-27 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2021-2022

	2021	2022	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	3 921	3 894	2,0%
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/GWh)	0,025282	0,025105	
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,088936	0,087157	

Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Armazenagem a vigorar no ano gás 2021-2022

	REN Armazenagem		
	2021	2022	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	2 098	2 062	3,0%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (€/GWh)	0,145573	0,143098	

Quadro 2-29 - Parâmetros da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador a vigorar no ano gás 2021-2022

	2021	2022	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ EUR)	434	440	0,0%

Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Gestão Técnica e Global do SNG a vigorar no ano gás 2021-2022

	2021	2022	Eficiência anual
Componente de custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência (10 ³ €)	3 375	3 351	2,0%

Quadro 2-31 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás a vigorar no ano gás 2021-2022

	2021	2022	Eficiência anual
Componente fixa (10 ³ €)	7 537	7 409	3,0%
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10 ³ €/GWh/dia)	15,795942	15,527411	

Quadro 2-32 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2021-2022

2021	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 506,590	0,000491	0,030102
Dianagás	448,154	0,002328	0,060133
Duriensegás	660,635	0,001233	0,029598
REN Portgás Distribuição	5 231,146	0,000256	0,015088
Lisboagás	10 457,622	0,000821	0,021895
Lusitaniagás	3 547,227	0,000152	0,017203
Medigás	419,174	0,001647	0,024042
Paxgás	165,759	0,004588	0,037713
Setgás	2 487,132	0,000482	0,016175
Sonorgás	1 654,116	0,004164	0,079800
Tagusgás	1 373,223	0,000354	0,038179

2022	Termo fixo	Termos variáveis		Eficiência anual %
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	
Beiragás	1 480,978	0,000483	0,029590	3,0
Dianagás	440,535	0,002288	0,059111	3,0
Duriensegás	652,707	0,001218	0,029243	2,5
REN Portgás Distribuição	5 168,372	0,000253	0,014907	2,5
Lisboagás	10 332,131	0,000811	0,021632	2,5
Lusitaniagás	3 504,660	0,000150	0,016997	2,5
Medigás	416,240	0,001635	0,023874	2,0
Paxgás	164,599	0,004556	0,037449	2,0
Setgás	2 457,286	0,000476	0,015981	2,5
Sonorgás	1 592,914	0,004010	0,076847	5,0
Tagusgás	1 336,146	0,000344	0,037148	4,0

Quadro 2-33 - Parâmetros do Comercializador de último recurso retalhista a vigorar
no ano gás 2021-2022

2021	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	105,285	0,425	20,83226	33,37272
Dianagás	20,931	0,076	24,33116	44,66075
Sonorgás	36,232	0,000	147,53317	0,00000
Duriensegás	67,404	0,293	21,82295	116,54144
Lisboagás	1018,417	2,232	22,27071	34,42237
Lusitaniagás	427,657	1,045	23,13826	44,33587
Medigás	39,608	0,262	18,40467	272,59063
Paxgás	10,855	0,301	15,79705	560,94839
EDP Gás SU	535,767	3,680	35,12910	90,82449
Setgás	322,610	0,611	24,16373	52,36309
Tagusgás	89,726	0,445	32,31113	72,91588

2022	Termo Fixo		Termo Variável	
	10 ³ EUR		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	104,548	0,422	20,68600	33,13900
Dianagás	20,785	0,076	24,16100	44,34800
Sonorgás	35,979	0,000	146,50000	0,00000
Duriensegás	66,932	0,290	21,67000	115,72600
Lisboagás	1011,288	2,216	22,11500	34,18100
Lusitaniagás	424,664	1,038	22,97600	44,02600
Medigás	39,331	0,261	18,27600	270,68200
Paxgás	10,779	0,298	15,68600	557,02200
EDP Gás SU	532,017	3,654	34,88300	90,18900
Setgás	320,351	0,607	23,99500	51,99700
Tagusgás	89,098	0,442	32,08500	72,40500

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 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás”, no Quadro 2-34, apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2021-2022

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	OLMC	URD	Total ORD
Beiragás	38 247	9 828	-46 343	201 718	1 103	-935 248	-730 696
Dianagás	6 773	475	-1 020	7 152	-1 513	1 465 310	1 477 178
Duriensegás	9 521	80	25 945	58 373	-3 550	142 509	232 879
REN Portgás Distribuição	-193 614	-80 630	-59 158	-373 424	64 352	-14 129 495	-14 771 969
Lisboagás	271 391	-64 962	-10 858	276 021	-65 066	4 449 278	4 855 805
Lusitâniagás	-259 514	105 211	141 749	-288 821	32 698	-7 249 693	-7 518 370
Medigás	7 975	-2 149	-11 701	-12 538	-7 411	1 013 159	987 335
Paxgás	4 307	-172	-5 268	-6 000	-2 357	459 572	450 083
Setgás	227 111	21 965	22 936	121 600	-16 772	444 770	821 611
Sonorgás	-57 803	-17 830	-25 398	70 692	-6 058	11 213 250	11 176 853
Tagusgás	-54 396	28 183	-30 883	-54 773	4 574	3 126 588	3 019 292
Total	0	0	0	0	0	0	0

(a) A parcela UGS II< não inclui sobreproveito

No Quadro 2-35 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD, identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores. No ano gás 2021-2022, as compensações entre os ORD ascendem a 23,02 milhões de euros.

Quadro 2-35 - Compensação entre os ORD no ano gás 2021-2022

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	Beiragás	Lusitaniagás	REN Portgás Distribuição	Total ORD
Dianagás	46 886	482 427	947 865	1 477 178
Duriensegás	7 392	76 055	149 432	232 879
Lisboagás	154 125	1 585 843	3 115 837	4 855 805
Medigás	31 338	322 451	633 546	987 335
Paxgás	14 286	146 991	288 806	450 083
Setgás	26 078	268 327	527 205	821 611
Sonorgás	354 757	3 650 215	7 171 881	11 176 853
Tagusgás	95 833	986 061	1 937 397	3 019 292
Total	730 696	7 518 370	14 771 969	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 2-36 apresenta-se o valor estimado do sobreproveito a receber por cada ORD.

Quadro 2-36 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2021-2022

Unidade: EUR

Empresas	Sobreproveito
Beiragás	83 859
Dianagás	7 771
Duriensegás	6 846
REN Portgás Distribuição	111 430
Lisboagás	228 820
Lusitâniagás	110 424
Medigás	22 443
Paxgás	8 095
Setgás	74 972
Sonorgás	0
Tagusgás	64 779
Total	719 438

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.

Quadro 2-37 - Transferências do sobreproveito

Unidade: EUR

Pagadores CUR \ Recebedores ORD	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
Beiragás	83 859										83 859
Dianagás		7 771									7 771
Duriensegás			6 846								6 846
REN Portgás Distribuição				111 430							111 430
Lisboagás					228 820						228 820
Lusitâniagás						110 424					110 424
Medigás							22 443				22 443
Paxgás								8 095			8 095
Setgás									74 972		74 972
Sonorgás										0	0
Tagusgás											64 779
	83 859	7 771	6 846	111 430	228 820	110 424	22 443	8 095	74 972	0	64 779
% de faturação do CUR a transferir	10,4%	6,9%	1,5%	4,5%	3,7%	4,7%	9,3%	10,9%	5,7%	0,0%	20,4%

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 8 e n.º 10 do artigo 113.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 em MP para AP. Esta compensação será operacionalizada, transferindo 30,5789% dos proveitos da parcela I dos proveitos da atividade de uso global do sistema do operador da rede de transporte no ano gás de 2021-2022, em função da faturação mensal da tarifa de UGS. O Quadro 2-38 reflete a transferência prevista para o ano gás 2021-2022.

Quadro 2-38 - Transferência de MP para AP entre o ORD e ORD no ano gás 2021-2022

ORD	Euro	ORD	%
REN Portgás Distribuição	923 195	REN Portgás Distribuição	4,5079%
Lisboagás	111 773	Lisboagás	0,5458%
Lusitaniagás	4 758 830	Lusitaniagás	23,2370%
Setgás	468 616	Setgás	2,2882%
Total	6 262 413	Total	30,5789%

2.4.3.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No Quadro 2-39 apresentam-se os descontos previstos para o ano gás 2020-2021 por operador de rede de distribuição no âmbito da tarifa social.

Quadro 2-39 - Descontos previstos para o ano gás 2021-2022, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	86 444
Dianagás	16 611
Duriensegás	68 544
REN Portgás Distribuição	778 539
Lisboagás	779 520
Lusitâniagás	346 110
Medigás	31 250
Paxgás	8 841
Setgás	338 658
Sonorgás	47 640
Tagusgás	79 699
Total	2 581 856

De acordo com o previsto no artigo 110.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 2-40.

Quadro 2-40 - 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 2021-2022

		Unidade: EUR	
		Empresas	Tarifa Social
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos		1 143 847
Operadores de Rede de Distribuição	Beiragás		14 868
	Dianagás		1 426
	Duriensegás		3 766
	REN Portgás Distribuição		114 589
	Lisboagás		71 281
	Lusitâniagás		134 944
	Medigás		1 652
	Paxgás		309
	Setgás		29 938
	Sonorgás		2 170
	Tagusgás		19 938
Comercializadores de Último Recurso	Beiragás		795
	Dianagás		123
	Duriensegás		503
	EDP Gás SU		2 956
	Lisboagás		6 177
	Lusitâniagás		2 580
	Medigás		218
	Paxgás		75
	Setgás		1 330
	Sonorgás		151
Comercializadores de mercado	Tagusgás		422
	EDPGás COM		185 373
	Galp Gás		447 232
	Endesa		171 904
	Gás Natural fenosa		65 230
	EDP Comercial		68 814
	Galp Power		42 384
	Goldenergy		36 101
	Douro Gás Natural		2 256
	Gás do Mário		7
	ROLEAR		293
	AUDAX PT		490
	AUDAX ES		654
	Iberdrola		3 069
	Luzigas		95
	PH Energia		684
	Aldro		212
	G9Telecom		6
	Enforcesco		0
	Usenergy		43
Luzboa		56	
Zodigas		3	
Capwatt		2 851	
Jafplus		37	
PT Live		0	
Ezurimbol		3	
TOTAL			2 581 856

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2020.

No Quadro 2-41 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 2019.

Quadro 2-41 - 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 2019¹⁹

2019 - valor transferido para ORT				2019 real				Ajustamento provisório de 2019 em T2020-2021 (com juros)	Ajustamento definitivo de 2019 (com juros)	Valores já regularizados em T2020-2021 por falta de pagamento	Total
	MWh	%	euros	MWh	%	euros	euros	euros	euros	euros	
			1			2	3	4 = (1-2)* (1+ix ₁)*(1+i ₂)-3	5	6 = 4-5	
ORD	Beiragás	1 168 091	0,8%	13 861	1 150 104	0,8%	14 528	-1 031	363	-153	516
	Dianagás	88 532	0,1%	1 051	87 902	0,1%	1 110	-78	19	-12	31
	Sonoragás	119 797	0,1%	1 422	119 580	0,1%	1 511	-107	18	-16	34
	Duriensegás	258 060	0,2%	3 062	246 773	0,2%	3 117	-221	167	-33	200
	Lisboagás	4 756 073	3,1%	56 438	4 768 588	3,1%	60 236	-4 276	460	-636	1 096
	Lusitaniagás	8 694 910	5,7%	103 178	8 727 225	5,7%	110 240	-7 826	729	-1 164	1 893
	Medigás	113 249	0,1%	1 344	115 786	0,1%	1 463	-104	-16	-15	0
	Paxgás	17 979	0,0%	213	18 265	0,0%	231	-16	-1	-2	1
	REN Portugal	7 329 923	4,8%	86 980	7 317 926	4,8%	92 438	-6 562	1 080	-976	2 056
	Setgás	1 925 875	1,3%	22 853	1 939 139	1,3%	24 495	-1 739	89	-259	348
Tagusgás	1 369 172	0,9%	16 247	1 365 948	0,9%	17 254	-1 225	213	-182	395	
MR	Beiragás	61 167	0,0%	726	61 167	0,0%	773	-55	8	-8	16
	Dianagás	9 012	0,0%	107	9 012	0,0%	114	-8	-1	-1	2
	Duriensegás	33 304	0,0%	395	33 304	0,0%	421	-30	4	-4	9
	Lisboagás	475 289	0,3%	5 640	475 289	0,3%	6 004	-426	61	-63	124
	Lusitaniagás	187 362	0,1%	2 223	187 362	0,1%	2 367	-168	24	-25	49
	Medigás	17 198	0,0%	204	17 198	0,0%	217	-15	2	-2	4
	EDP Gás SU	252 273	0,2%	2 994	252 273	0,2%	3 187	-226	32	-34	66
	Paxgás	4 993	0,0%	59	4 993	0,0%	63	-4	1	-1	1
	Sonoragás	10 403	0,0%	123	10 403	0,0%	131	-9	1	-1	3
	Setgás	103 859	0,1%	1 232	103 859	0,1%	1 312	-93	13	-14	27
Tagusgás	33 156	0,0%	393	33 156	0,0%	419	-90	4	-4	9	
ML	EDP Gás COM	8 637 165	5,7%	102 493	8 637 165	5,7%	109 103	-7 745	1 105	-1 152	2 256
	GALP Gás	27 990 717	18,4%	332 258	27 990 717	18,3%	353 686	-25 108	3 582	-3 733	7 315
	Endesa	8 663 315	5,7%	102 803	8 663 315	5,7%	109 433	-7 769	1 208	-1 155	2 263
	Gás Natural fenosa	5 865 733	3,9%	69 606	5 865 733	3,8%	74 095	-5 260	750	-782	1 532
	EDP Comercial	3 551 876	2,3%	42 148	3 551 876	2,3%	44 867	-3 185	454	-474	928
	Galp Power	2 712 422	1,8%	32 187	2 712 422	1,8%	34 263	-2 432	347	-362	709
	Goldenergy	1 557 598	1,0%	18 483	1 557 598	1,0%	19 675	-1 397	199	-208	407
	Gás do Mário	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0	0	0
	Cepsa	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0	0	0
	ROLEAR	23 969	0,0%	284	23 969	0,0%	303	-21	3	-3	6
AUDAX PT	3 102	0,0%	37	3 102	0,0%	39	-3	0	0	1	
AUDAX ES	7 584	0,0%	90	7 584	0,0%	96	-7	1	-1	2	
Iberdrola	56 396	0,0%	669	56 396	0,0%	712	-51	7	-8	15	
Luzigás	187	0,0%	2	187	0,0%	2	0	0	0	0	
PH Energia	168 551	0,1%	2 000	168 551	0,1%	2 129	-151	22	-22	44	
Crienecco	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0	0	0	
Aldro	34	0,0%	0	34	0,0%	0	0	0	0	0	
ORT	REN	66 075 712	43,4%	784 086	66 519 714	43,5%	840 262	-59 651	3 189	-8 869	12 058
Total	152 353 040	100%	1 807 893	152 812 616	100%	1 930 295	-137 033	14 041	-20 374	34 416	

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 já regularizados em T2020-2021 por falta de pagamento” correspondem à participação alocada a cada agente relativa aos montantes de tarifa social para 2019 dos comercializadores que deixaram de ter atividade de comercialização de gás ou entraram em processo de falência: Gás do Mário, Cepsa e Crienecco, já regularizados com os valores estimados em tarifas 2020-2021 no montante de 20 374 euros.

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.

Os montantes acima referidos resultam do ajustamento de 2019 calculado de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 2-42 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2019

		Unidade: euros											
		Beira-gás	Diana-gás	Durlem-gás	Lisboa-gás	Lusitania-gás	Medi-gás	Paços-gás	REN Portugal Distribuição	Seixas	Sonorgás	Tagus-gás	Total
A	Valor transferido pelo ORT relativo aos custos com financiamento da tarifa social para o ano s-2	69 479	13 032	29 790	564 400	219 543	22 443	7 014	551 400	244 177	47 442	40 185	1 807 883
B	Custos ocorridos com o financiamento da tarifa social, do ORD, no ano s-2	53 407	11 016	43 032	415 981	202 784	20 568	5 305	881 517	211 427	32 312	52 895	1 930 295
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	16 072	2 016	-13 242	148 419	15 759	1 875	1 709	-330 117	32 750	15 129	-12 710	-122 412
D	Valores provisionados relativos a 2019 considerados nas tarifas do ano gás 2020-2021	19 121	1 750	-7 633	214 754	20 819	2 917	1 947	-438 323	63 132	-16 550	1 944	-137 633
E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 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%
F	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%
G = C*(1+E)-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, atualizado ao ano s	-3 627	277	-5 715	-65 835	-4 968	-1 036	-230	106 920	-30 342	31 911	-13 864	14 641

No Quadro 2-43 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 2020.

Quadro 2-43 - 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 2020²⁰

2020 - valor transferido pelo ORT					2020 estimado					Ajustamento estimado de 2020 (com juros)
		MWh	%	euros		MWh	%	euros	euros	
				1				2		3 = (1-2)* (1+Tx...)
ORD	Beiragás	1 082 986	0,7%	13 340	ORD	Beiragás	1 082 274	0,7%	12 876	466
	Dianagás	86 018	0,1%	1 060		Dianagás	85 952	0,1%	1 023	37
	Sonorgás	1 909 167	1,2%	23 517		Sonorgás	1 273 313	0,1%	1 515	22 100
	Duriensegás	130 320	0,1%	1 605		Duriensegás	251 115	0,2%	2 987	-1 388
	Lisboagás	4 763 087	2,9%	58 671		Lisboagás	4 760 167	2,9%	56 631	2 049
	Lusitaniagás	8 816 047	5,4%	108 594		Lusitaniagás	8 813 136	5,4%	104 849	3 762
	Medigás	112 437	0,1%	1 385		Medigás	112 339	0,1%	1 336	49
	Paxgás	18 795	0,0%	232		Paxgás	18 775	0,0%	223	8
	REN Portgás	251 398	0,2%	3 097		Portgás	7 372 372	4,5%	87 708	-84 987
	Setgás	7 191 731	4,4%	88 586		Setgás	1 908 293	1,2%	22 703	66 176
Tagusgás	1 343 438	0,8%	16 548	Tagusgás	1 336 379	0,8%	15 899	652		
MR	Beiragás	51 816	0,0%	638	MR	BRG	51 816	0,0%	616	22
	Dianagás	7 927	0,0%	98		DNG	7 927	0,0%	94	3
	Duriensegás	29 154	0,0%	359		DRG	29 154	0,0%	347	12
	Lisboagás	168 869	0,1%	2 080		LBG	168 869	0,1%	2 009	71
	Lusitaniagás	14 965	0,0%	184		LTG	14 965	0,0%	178	6
	Medigás	229 443	0,1%	2 826		MDG	229 443	0,1%	2 730	97
	EDP Gás SU	422 328	0,3%	5 202		PTG	422 328	0,3%	5 024	179
	Paxgás	4 836	0,0%	60		PXG	4 836	0,0%	58	2
	Sonorgás	92 494	0,1%	1 139		SNG	92 494	0,1%	1 100	39
	Setgás	11 270	0,0%	139		STG	11 270	0,0%	134	5
Tagusgás	32 269	0,0%	397	TGG	32 269	0,0%	384	14		
ML	EDPGás COM	11 288 648	6,9%	139 051	ML	EDPGás COM	11 288 648	6,9%	134 299	4 773
	Galp Gás	29 083 331	17,8%	358 241		Galp Gás	29 083 331	17,7%	346 000	12 296
	Endesa	7 990 442	4,9%	98 424		Endesa	7 990 442	4,9%	95 061	3 378
	Gás Natural fenosa	5 251 777	3,2%	64 690		Gás Natural fenosa	5 251 777	3,2%	62 480	2 220
	EDP Comercial	3 829 076	2,3%	47 166		EDP Comercial	3 829 076	2,3%	45 554	1 619
	Galp Power	2 798 310	1,7%	34 469		Galp Power	2 798 310	1,7%	33 291	1 183
	Goldenergy	1 659 591	1,0%	20 442		Goldenergy	1 659 591	1,0%	19 744	702
	Douro Gás Natural	119 025	0,1%	1 466		Douro Gás Natural	119 025	0,1%	1 416	50
	ROLEAR	24 707	0,0%	304		ROLEAR	24 707	0,0%	294	10
	AUDAX PT	6 849	0,0%	84		AUDAX PT	6 849	0,0%	81	3
	AUDAX ES	9 397	0,0%	116		AUDAX ES	9 397	0,0%	112	4
	Iberdrola	137 683	0,1%	1 696		Iberdrola	137 683	0,1%	1 638	58
	Luzigas	1 234	0,0%	15		Luzigas	1 234	0,0%	15	1
	PH Energia	152 508	0,1%	1 879		PH Energia	152 508	0,1%	1 814	64
Aldro	1 771	0,0%	22	Aldro	1 771	0,0%	21	1		
G9Telecom	2	0,0%	0	G9Telecom	2	0,0%	0	0		
ORT	REN	74 302 625	45,5%	915 242	ORT	REN	75 251 230	45,7%	895 252	20 078
Total		163 427 772	100%	2 013 064	Total	164 539 070	100%	1 957 496	55 815	

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

Os montantes acima referidos resultam do ajustamento de 2020 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.

²⁰ 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 2-44 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2020

Unidade: 10³ EUR

		Beirgás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitãniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor estimado transferir pelo ORT relativo aos custos com financiamento da tarifa social estimados para o ano s-1	33 470	12 524	56 743	474 256	218 995	31 731	6 305	927 000	171 615	22 729	57 697	2 013 064
B	Custos estimados com o financiamento da tarifa social, do ORD, no ano s-1	51 693	9 805	41 954	523 559	201 166	18 571	5 673	819 000	201 590	32 658	51 826	1 957 496
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	-18 223	2 719	14 789	-49 304	17 829	13 160	632	108 000	-29 975	-9 930	5 871	55 568
D	Íssua de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida de spread	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%	0,444%
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	-18 304	2 731	14 855	-49 523	17 908	13 218	635	108 480	-30 108	-9 974	5 897	55 815

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, dos Comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores.

Quadro 2-45 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás
2021-2022

Unidade: EUR

CUR	Função CVGN CUR		Função Comercialização CUR		Total CUR
	Energia Compens. CUR	UGS II(*) Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CUR	UGS I Equilib. CUR TVCF	
CURg	0	1 552 763	0	0	1 552 763
Beiragás	-2 150	58 167	109	24 928	81 053
Dianagás	1 011	-29 524	944	4 152	-23 416
Duriensegás	-8 389	-182 702	-129	-1 456	-192 676
Lisboagás	-17 018	-2 640 151	-16 688	648 511	-2 025 346
Lusitaniagás	11 894	-1 301 735	8 467	233 257	-1 048 118
Medigás	10 807	-54 334	1 727	-17 509	-59 310
Paxgás	3 866	110 472	930	-6 999	108 270
EDP Gás SU	-72 184	-221 949	-8 195	1 086 162	783 834
Setgás	48 168	-545 361	17 071	283 540	-196 583
Sonorgás	3 406	-10 706	-9 568	348 368	331 500
Tagusgás	20 590	24 837	5 331	106 678	157 436
TOTAL	0	-3 240 223	0	2 709 631	-530 592

(*) Inclui os montantes dos Créditos de Clientes nos termos do disposto do Artigo 131.º do Regulamento Tarifário.

Sublinhe-se que os valores apresentados no Quadro 2-45 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados no ponto seguinte.

O Quadro 2-46 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-46 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		1 552 763	1 552 763
Lisboagás	1 174 158	-4 444 204	-3 270 046
EDP Gás SU	1 077 967	-294 133	783 834
Sonorgás	338 800	-7 300	331 500
Beiragás	118 707	-47 350	71 357
Total	2 709 631	-3 240 223	-530 592

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 2-48), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-49).

Quadro 2-47 - Transferências relativas à UGS I

Unidade: EUR

Pagadores	REN
Recebedores	
Lisboagás	1 174 158
EDP Gás Su	1 077 967
Sonorgás	338 800
Beiragás	118 707
Total	2 709 631

Quadro 2-48 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	Lisboagás	EDP Gás SU	Sonorgás	Beiragás
	REN	2 891 441	294 133	7 300
Total	2 891 441	294 133	7 300	47 350

Quadro 2-49 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	REN
CURg	319 248
Total	319 248

No caso concreto do Grupo Galp e do Grupo GGND, os valores a transferir, respetivamente, pela Lisboagás e Beiragás 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 e do Grupo GGND, de acordo com o apresentado no Quadro 2-45.

No caso da REN os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação, conforme Quadro 2-50. Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-49. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-48, referentes às transferências de UGS II.

Quadro 2-50 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem

	REN UGS I
Lisboagás	5,733%
EDP Gás Su	5,264%
Sonorgás	1,654%
Beiragás	0,580%
Total	13,231%

O quadro Quadro 2-51 apresenta, por Comercializador de último recurso retalhista, os montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela da UGS II de acordo com o exposto artigo 131.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 2-51 - Montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela II da UGS

Empresa	Montante
Beiragás	4
Dianagás	1
Duriensegás	5
Lisboagás	291
Lusitaniagás	18
Medigás	1
Paxgás	1
EDP Gás SU	185
Setgás	12
Sonorgás	3
Tagusgás	4
TOTAL	524

3 TARIFAS DE GÁS A VIGORAREM EM 2021-2022

As tarifas de gás a vigorarem no ano gás 2021-2022, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e pelo Regulamento Tarifário do setor do gás (RT), 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 do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa de Acesso às Redes;
- Tarifa Social de Acesso às Redes;
- Tarifa transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas;

As tarifas apresentadas no presente capítulo aplicam-se ao ano gás 2021-2022, ou seja, a partir de 1 de outubro de 2021.

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

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito</i>	<i>UTRAR</i>	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal	Uso dos serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três serviços: receção de GNL, armazenamento de GNL e regaseificação de GNL. Os utilizadores podem contratar estes serviços individualmente ou de forma agregada. Difere consoante se trate de entregas à RNTG ou a cisternas.
<i>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</i>	<i>UAS</i>	Operador do armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
<i>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</i>	<i>OLMC</i>	Operador logístico de mudança de comercializador	Operador da rede de transporte	Operação logística de mudança de comercializador	
	<i>OLMC_{ORT}</i>	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.
	<i>OLMC_{ORD}</i>	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.

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.

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 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 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	
	TE _{CURr}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas em MP e BP	Aprovisionamento de gás	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.
<i>Tarifa de Comercialização</i>	COM _{BP>}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas, com consumo anual de gás 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 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.

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 inferior ou igual a 500 m ³).
<i>Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais</i>	TVCF	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes em BP dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento regulado de gás	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	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 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 2021-2022”.

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

As variáveis de faturação são a energia, a capacidade contratada e um termo tarifário fixo. Os preços de capacidade contratada são aplicáveis ao valor de capacidade contratada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo independentemente do seu uso efetivo, para o horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário. Os direitos de utilização designam-se por produtos de 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 entregue 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

PREÇO DO SERVIÇO DE RECEÇÃO DE GNL	
Receção de GNL	Energia
	EUR/kWh
Energia recebida	0,00002652

3.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

O preço de capacidade contratada de armazenamento 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 da capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL.

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

PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL	
Produtos de capacidade firme	
Armazenamento de GNL	Capacidade contratada de armazenamento
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00001437
Produto trimestral	0,00001437
Produto mensal	0,00001437
Produto diário	0,00001437

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 2021-2022”.

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 RNTG consideram-se preços de capacidade contratada de regaseificação, 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 cisternas considera-se um termo fixo, aplicável ao carregamento de GNL a cisternas, definido em euros por operação de carregamento.

No Quadro 3-5 apresenta-se o preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade firme, aplicável às entregas à RNTG.

Quadro 3-5 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade firme, aplicável às entregas à RNTG

PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	
Produtos de capacidade firme	
Regaseificação	Capacidade contratada de regaseificação EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00009113
Produto trimestral	0,00011847
Produto mensal	0,00013670
Produto diário	0,00018226
Regaseificação	Capacidade contratada de regaseificação EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00020049
PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	
Regaseificação	Energia EUR/kWh
Energia entregue	0,00007807

No Quadro 3-6 apresenta-se o preço do serviço de regaseificação de GNL para os produtos de capacidade interruptível, aplicável às entregas à RNTG.

Quadro 3-6 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade interruptível, aplicável às entregas à RNTG

PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	
Produtos de capacidade interruptível	
Regaseificação	Capacidade contratada de regaseificação
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00014736
PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	
Regaseificação	Energia
	EUR/kWh
Energia entregue	0,00007807

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 2021-2022”.

Quadro 3-7 - 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 3-8 apresenta-se o preço do serviço de carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas.

Quadro 3-8 - Preços do serviço carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas

PREÇO DO SERVIÇO DE CARREGAMENTO DE GNL A CISTERNAS	
Carregamento de GNL	Termo tarifário fixo
	EUR/carregamento
Cisternas	107,92

3.1.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS

No Quadro 3-8 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 3-7. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores e do desenho desta nova opção tarifária é apresentado no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022”.

Quadro 3-9 - Preços dos serviços agregados

PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS: RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL	
Produtos de capacidade firme	
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	Capacidade contratada de regaseificação
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00016151
Produto trimestral	0,00020997
Produto mensal	0,00024227
Produto diário	0,00032303
PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS: RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL	
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	Energia
	EUR/kWh
Energia entregue	0,00016489

3.1.5 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário 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 (SNG) e os agentes de mercado que pretendem atuar no mercado de gás.

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.

Poderão utilizar este incentivo os agentes de mercado que pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás 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 GNL, o agente de mercado paga ao comercializador do SNG 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 2021-2022, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2020, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2021-2022.

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 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 RNTG. Desta forma são determinadas as existências inerentes ao processamento de GNL através de um pro-rata entre a energia entregue e a energia rececionada no Terminal de GNL (95%, para o ano de 2020), 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 regaseificado, de 1 631 GWh, no ano de 2020. 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 2021-2022 é o apresentado no quadro seguinte.

Quadro 3-10 - Preço das trocas reguladas de GNL

TROCAS REGULADAS DE GNL	PREÇOS
Energia entregue (EUR/kWh)	0,00012006

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 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 2021-2022”.

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são referidos na fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede de transporte. O preço de capacidade contratada de armazenamento 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 3-11 apresentam-se os preços referidos.

Quadro 3-11 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

PREÇOS DA TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	
Produtos de capacidade firme	
Capacidade de armazenamento	Capacidade contratada de armazenamento
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00001234
Produto trimestral	0,00001234
Produto mensal	0,00001296
Produto diário	0,00001357

PREÇOS DA TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	
Energia injetada e extraída	Energia
	EUR/kWh
Energia injetada	0,00009237
Energia extraída	0,00009237

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 2021-2022”.

Quadro 3-12 - 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 e por um preço de energia para as entregas nas instalações abastecidas por UAG, 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
OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE		
Capacidade utilizada Redes Distribuição (EUR/(MWh/dia)/dia)		0,00719788
Capacidade utilizada Clientes AP (EUR/(MWh/dia)/dia)		0,00000019
Energia UAG propriedade de clientes (EUR/kWh)		0,00000000

Nas saídas para as instalações abastecidas por UAG estes preços convertidos de energia apresentam-se no capítulo 3.7.3.

3.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

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 e outros gases, 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 e por um preço de energia para as entregas nas instalações abastecidas por UAG, conforme apresentado no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 - 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)/dia)	0,00719788
Clientes em AP	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/dia)	0,00000019
Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	
Energia (EUR/kWh)	0,00000000

Nas saídas para as instalações abastecidas por UAG estes preços convertidos em energia, apresentam-se 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 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 a clientes com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ e (ii) os desvios associados à atividade de compra e venda de gás 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 3-15.

Quadro 3-15 - 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)	0,00031311

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 3-16. 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, aplicável aos clientes finais em AP (TW UGS2>)	-0,00007220
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,832
Preço aplicável aos ORD ($\alpha * TW_{UGS2>}$)	-0,00006009

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 3-17. O segundo preço apresentado no quadro, representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário.

Quadro 3-17 - 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<)	-0,00007360
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,832
Preço aplicável aos ORD $((1-\alpha)*TW\ UGS2<)$	-0,00001234

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 3-18.

Quadro 3-18 - 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)	0,00031311
ENTREGAS A CLIENTES EM ALTA PRESSÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00024091
ENTREGAS AOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00024068

3.4.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte (ORT) aos pontos de entrada e pontos de saída da rede de transporte, deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de transporte de gás, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo ORT apresenta preços de entrada e de saída da rede de transporte. Como pontos de entrada consideram-se o VIP Ibérico ²¹, o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço e produtores de gás ligados à rede de transporte. Como pontos de saída consideram-se o 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).

Nos pontos de entrada e saída da rede de transporte com as infraestruturas de Alta Pressão ²² aplicam-se preços de capacidade contratada, aplicáveis ao valor de capacidade contratada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo independentemente do seu uso efetivo, para o horizonte temporal anual, trimestral, mensal, diário e intradiário. Os direitos de utilização designam-se também por produtos de capacidade, e estão divididos em produtos de capacidade firme (secção 3.4.3.1) e produtos de capacidade interruptível (secção 3.4.3.2).

Nos restantes pontos de entrada e saída aplica-se um regime sem reserva de capacidade, sendo a variável de faturação relevante a capacidade utilizada, com exceção das UAG propriedade de clientes (secção 3.4.3.3).

Para mais informação recomenda-se a consulta dos capítulos 5 e 6 do documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022”.

3.4.3.1 PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE FIRME

Os produtos de capacidade firme relativos ao uso da rede de transporte aplicam-se aos pontos de entrada e saída da rede de transporte com o VIP Ibérico, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo. No caso do VIP Ibérico, os preços estão sujeitos a requisitos de transparência decorrentes do artigo 29.º do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março (adiante: ‘CR Tarifas’). O referido artigo estabelece que a informação relevante deve ser publicada, o mais tardar, 30 dias antes do leilão anual da

²¹ Equivale às interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho, agregadas num único ponto virtual de atribuição de capacidade.

²² Equivale ao VIP Ibérico, ao terminal de GNL e ao armazenamento subterrâneo.

capacidade anual ²³. A informação pode ser encontrada na área «[Transparência das Tarifas de Transporte](#)», disponível na página da ERSE.

O Quadro 3-19 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 aos produtos de capacidade firme do ano gás 2021-2022.

Refira-se que, desde o ano gás 2019-2020, os preços de entrada são diferentes entre o VIP Ibérico e o terminal de GNL, refletindo a estrutura de preços que resulta da metodologia de preço de referência. Recorda-se que anteriormente estes dois preços eram equalizados por os respetivos custos incrementais médios de longo prazo serem semelhantes ²⁴. No entanto, o CR Tarifas impossibilita que um ajustamento por equalização possa ocorrer entre pontos de interligação e pontos de ligação com instalações de GNL ²⁵.

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

²³ O leilão anual de atribuição de capacidade ocorre, anualmente, na primeira segunda-feira do mês de julho.

²⁴ 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».

²⁵ O CR 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.

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

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA	
Produtos de capacidade firme (horizonte diário ou superior)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00010143
Produto trimestral	0,00013186
Produto mensal	0,00015215
Produto diário	0,00020286
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00009342
Produto trimestral	0,00012145
Produto mensal	0,00014014
Produto diário	0,00018685
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00000000
PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA	
Produtos de capacidade firme (horizonte intradiário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00022315
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00020553
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

Relativamente aos pontos de saída da rede de transporte, o Quadro 3-20 apresenta os respetivos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar como preços de reserva aos produtos de capacidade firme do ano gás 2021-2022.

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de saída

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA	
Produtos de capacidade firme (horizonte diário ou superior)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00002222
Produto trimestral	0,00002888
Produto mensal	0,00003332
Produto diário	0,00004443
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00000000
Produto trimestral	0,00000000
Produto mensal	0,00000000
Produto diário	0,00000000
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00000000
PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA	
Produtos de capacidade firme (horizonte intradiário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00004887
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

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 CR 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 3-21. O racional da escolha dos fatores é apresentado na secção 6.2 do documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2021-2022”.

Quadro 3-21 - Fatores multiplicativos dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de interface com a rede de transporte

MULTIPLICADORES DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	
Pontos de entrada e pontos de saída	
VIP Ibérico	
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 Tarifário, na sua redação atual, prevê que a ERSE deve fixar para cada período tarifário qual o tipo de desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível, por serviço de infraestrutura. A ERSE determinou a aplicação do desconto prévio em todos os casos, acolhendo assim os comentários recebidos na última revisão regulamentar ²⁶.

Os produtos de capacidade interruptível encontram-se 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.

Atendendo à aplicação do desconto prévio nos pontos de interface da RNTG com as interligações internacionais, com o Terminal de GNL e com o Armazenamento Subterrâneo, apresentam-se nos quadros

²⁶ O Conselho Tarifário e o Operador da Rede de Transporte recomendam a opção pelo desconto prévio. Ver Consulta Pública ERSE n.º 96 "[Reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT](#)".

seguintes os preços de reserva da tarifa de Uso da Rede de Transporte dos produtos de capacidade interruptível nos pontos de entrada (Quadro 3-22) e nos pontos de saída da rede de transporte (Quadro 3-23). Para mais informação sobre a determinação destes preços recomenda-se a leitura da secção 6.3 do documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022”²⁷.

A informação relativa aos produtos de capacidade interruptível no VIP Ibérico é igualmente divulgada no âmbito do artigo 29.º do CR Tarifas, através da página ERSE em «[Transparência das Tarifas de Transporte](#)».

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

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA	
Produtos de capacidade interruptível (horizonte diário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00018846
PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA	
Produtos de capacidade interruptível (horizonte intradiário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00020731
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00015106
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

²⁷ Ver secção 6.3 do referido documento.

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos de saída da rede de transporte

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA	
Produtos de capacidade interruptível (horizonte diário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00004128
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00000000
PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA	
Produtos de capacidade interruptível (horizonte intradiário)	
VIP Ibérico	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00004540
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

3.4.3.3 PREÇOS PARA PRODUTORES, CLIENTES E OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos pontos de entrada a partir dos produtores de gás ligados à rede de transporte aplica-se um preço por capacidade utilizada na injeção, ou seja, à injeção máxima diária nos últimos doze meses.

Nos pontos de saída para os clientes em AP (incluindo centros electroprodutores) e para os operadores das redes de distribuição, aplica-se um preço por capacidade utilizada, ou seja, ao consumo máximo diário em determinado intervalo temporal, normalmente dado pelos últimos doze meses²⁸. 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. Nos pontos de saída para as instalações abastecidas por UAG, propriedade de clientes, o preço de capacidade é convertido integralmente para um preço de energia. A conversão utiliza uma modulação de consumo de 150 dias por ano.

O Quadro 3-24 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte para os pontos de entrada da rede de transporte a partir de produtores de gás.

²⁸ 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 3-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de entrada
(produtores de gás)**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO ORT	
Por ponto de entrada	
Produtores de gás (ligados à rede de transporte)	Capacidade utilizada na injeção
	EUR/(kWh/dia)/dia
Injeção de gás	0,00002747

O Quadro 3-25 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte para vários pontos de saída da rede de transporte, designadamente para as redes de distribuição, os clientes em AP e as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).

**Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de saída
(redes de distribuição, clientes em AP e instalações abastecidas por UAG)**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO ORT		
Por ponto de saída e opção tarifária		
Redes de Distribuição e Clientes em AP	Capacidade utilizada	
	EUR/(kWh/dia)/dia	
Longas utilizações	0,00017865	
Clientes em AP	Capacidade base anual	Capacidade mensal adicional (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível anual	0,00017865	0,00026798
Clientes em AP	Capacidade mensal (outubro a março)	Capacidade mensal (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível mensal	0,00053596	0,00026798
Clientes em AP	Capacidade diária (outubro a março)	Capacidade diária (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível diária	0,00178654	0,00107193
Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	Energia	
	EUR/kWh	
Energia	0,000435	

Os preços indicados no Quadro 3-25 são parte integrante da tarifa de Acesso às Redes, a qual é repercutida em todos os clientes de gás, quer se encontrem no mercado regulado ou no mercado liberalizado. Adicionalmente, os comercializadores em mercado liberalizado tendem a repercutir nas faturas dos clientes com medição de capacidade utilizada outros custos incorridos com a utilização das infraestruturas de alta pressão, como por exemplo os custos com a entrada na rede de transporte ou os custos com a regaseificação no terminal de GNL.

Embora os preços com a utilização das infraestruturas de alta pressão sejam aprovados anualmente pela ERSE, os valores incorridos por um determinado comercializador dependem da sua estratégia de

aprovisionamento. Por isso, a repercussão destes custos na fatura dos clientes deve decorrer da negociação livre entre comercializadores e clientes, permitindo assim que o comercializador com a estratégia de aprovisionamento mais económica possa oferecer as melhores condições de preço aos seus clientes. De forma a esclarecer melhor os clientes sobre os custos que são passíveis de serem repercutidos nas suas faturas de fornecimento de gás, recomenda-se a leitura do ponto «[Art. 30 \(1\)\(c\) Tarifas de transporte e outras tarifas](#)» relativo à «[Transparência das Tarifas de Transporte](#)»²⁹.

3.4.3.4 PREÇO DA CAPACIDADE ATRIBUÍDA POR MECANISMO IMPLÍCITO

Até que esteja implementado um mecanismo de atribuição implícita de capacidade de interligação, sempre que seja necessário recorrer, à referência do preço das transações de produtos de gás natural para entrega no ponto virtual de negociação de Espanha, considerar-se-á, para efeitos do preço da capacidade de interligação a adicionar ou a subtrair ao preço médio ponderado (PMP) de Espanha, o **preço do produto de capacidade firme para o horizonte trimestral** aplicável às entradas ou saídas de Portugal.

Relativamente às entradas ou saídas de Espanha, deve utilizar-se o preço do produto de capacidade firme para o horizonte diário, tal como estabelecido na Parte III (*'Disposições finais'*) do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG), aprovado pela Diretiva n.º 9/2021, de 12 de maio.

O MPGTG estabelece no procedimento n.º 13 (*'Preços de desequilíbrio diários, encargos de compensação diários e processo de conciliação'*), ponto 4, o cálculo do PMP em cada dia de gás, a partir das transações no ponto virtual de negociação em Portugal (VTP).

Quando não existam transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás *d*, o PMP desse dia de gás será determinado a partir da informação do último dia de gás com transações no VTP, desde que pertença ao conjunto dos sete dias anteriores ao dia de gás *d*. Quando não existam transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás *d*, nem em nenhum dos sete dias anteriores ao dia de gás *d*, o PMP a utilizar tomará em consideração o PMP de Espanha, apurado com as transações de produtos de gás para entrega no *Punto Virtual de Balance* (PVB) de Espanha no dia de gás *d*, afetado do preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito de capacidade de interligação.

²⁹ Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, a ERSE deve publicar a informação referida o mais tardar 30 dias antes do período tarifário, o qual se inicia a 1 de outubro.

No caso de aquisições de gás do gestor técnico global (GTG) será descontado ao PMP de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade interligação nos termos do mecanismo de atribuição de capacidade implícita. No caso de vendas de gás do GTG será adicionado ao PMP de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade interligação nos termos do mecanismo de atribuição de capacidade implícita. Como referido acima, o valor aplicado à utilização da capacidade de interligação utilizará o produto trimestral e o produto diário para o uso da rede de transporte de Portugal e Espanha, respetivamente.

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

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 tarifário fixo, que não apresenta diferenciação por nível de pressão, conforme apresentado no Quadro 3-26.

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

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Tarifa	Termo Tarifário Fixo
	EUR/dia
OLMC	0,0008

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 às suas entregas, subdividida nas várias parcelas, são apresentados no Quadro 3-27 e no Quadro 3-28.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás às suas entregas, apresentados no Quadro 3-29, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD (parcela I)				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				EUR/kWh
UGS I _{ORD}				0,00036866
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00036892
			≥ 2 000 000	0,00036892
	Flexível Anual			0,00036892
	Flexível Mensal			0,00036892
BP>	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00036892
			≥ 2 000 000	0,00036892
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00036892
	BP<	Longas Utilizações		10 000 - 700 000
			≥ 700 000	0,00037017
Flexível Anual			0,00037017	
Flexível Mensal			0,00037017	
Curtas Utilizações			10 000 - 700 000	0,00037017
			≥ 700 000	0,00037017
Mensal		10 000 - 100 000	0,00037017	
		≥ 100 001	0,00037017	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00037017
		Escalão 2	221 - 500	0,00037017
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00037017
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00037017

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR DOS ORD (parcela II)				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				EUR/kWh
UGS II> _{ORD}				-0,00006706
UGS II< _{ORD}				-0,00018798
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	-0,00006710
			≥ 2 000 000	-0,00006710
	Flexível Anual			-0,00006710
	Flexível Mensal			-0,00006710
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	-0,00006710
			≥ 2 000 000	-0,00006710
Mensal		10 000 - 100 000	-0,00006710	
		10 000 - 700 000	-0,00006733	
BP>	Longas Utilizações		≥ 700 000	-0,00006733
				-0,00006733
	Flexível Anual			-0,00006733
	Flexível Mensal			-0,00006733
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	-0,00006733
			≥ 700 000	-0,00006733
Mensal		10 000 - 100 000	-0,00006733	
		≥ 100 001	-0,00006733	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00018876
		Escalão 2	221 - 500	-0,00018876
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00018876
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00018876

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				EUR/kWh
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00030181
			≥ 2 000 000	0,00030181
	Flexível Anual			0,00030181
	Flexível Mensal			0,00030181
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00030181
			≥ 2 000 000	0,00030181
Mensal		10 000 - 100 000	0,00030181	
		10 000 - 700 000	0,00030284	
BP>	Longas Utilizações		≥ 700 000	0,00030284
				0,00030284
	Flexível Anual			0,00030284
	Flexível Mensal			0,00030284
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00030284
			≥ 700 000	0,00030284
Mensal		10 000 - 100 000	0,00030284	
		≥ 100 001	0,00030284	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00018142
		Escalão 2	221 - 500	0,00018142
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00018142
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00018142

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 relativos ao transporte de gás, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados para que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione os custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

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

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

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				EUR/kWh
URT _{ORD}				0,00036515
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00036540
			≥ 2 000 000	0,00036540
	Flexível Anual			0,00036540
		Flexível Mensal		
	Curtas Utilizações			< 2 000 000
				≥ 2 000 000
BP>	Mensal		10 000 - 100 000	0,00036540
		Longas Utilizações		10 000 - 700 000
				≥ 700 000
	Flexível Anual			0,00036664
		Flexível Mensal		
	Curtas Utilizações			10 000 - 700 000
			≥ 700 000	0,00036664
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00036664
		Escalão 2	221 - 500	0,00036664
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00036664
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00036664
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00036664
			≥ 100 001	0,00036664

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 da atividade de

Distribuição de gás, 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.

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 2021-2022”.

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

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

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
				Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
				Diária	Mensal			
				EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	
URD _{MP}				0,4336	0,4336	0,00044644	0,00002316	0,00075641
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,4336		0,00087055	0,00002316	0,00075641
			≥ 2 000 000	0,4336		0,00044644	0,00002316	0,00075641
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,4336		0,00370720	0,00002316	0,00015885
			≥ 2 000 000	0,4336		0,00308933	0,00002316	0,00015885
	Mensal		10 000 - 100 000		2,2656	0,00524798	0,00482471	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000			0,00169209	0,00002324	
			≥ 700 000			0,00169209	0,00002324	
	Flexível Anual					0,00169209	0,00002324	
	Flexível Mensal					0,00169209	0,00002324	
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000			0,00169209	0,00002324	
			≥ 700 000			0,00169209	0,00002324	
	Mensal		10 000 - 100 000			0,00169209	0,00002324	
			≥ 100 001			0,00169209	0,00002324	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220			0,00162092		
		Escalão 2	221 - 500			0,00162092		
		Escalão 3	501 - 1 000			0,00162092		
		Escalão 4	1 001 - 10 000			0,00162092		

Quadro 3-32 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP (opção flexível mensal)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal				
		EUR/dia		EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
MP	Flexível	0,4336		0,00044644	0,00002316	0,00094551	0,00189102

Quadro 3-33 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP (opção flexível anual)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal				
		EUR/dia		EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
MP	Flexível	0,4336		0,00044644	0,00002316	0,00075641	0,00094551

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 3-34, no Quadro 3-35 e no Quadro 3-36.

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

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
				Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
				Diária	Mensal			
				EUR/dia		EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
URD _{BP>}	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,0557	0,0557	0,00488222	0,00011251	0,00136843
			≥ 700 000	0,0557		0,00488222	0,00011251	0,00136843
BP>	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,0557		0,01196145	0,00011251	0,00030105
			≥ 700 000	0,0557		0,00980839	0,00011251	0,00030105
	Mensal		10 000 - 100 000		2,0709	0,01039534	0,00879907	
			≥ 100 001		8,8344	0,00708777	0,00549150	

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

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível mensal)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal				
		EUR/dia		EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
BP>	Flexível	0,0557		0,00488222	0,00011251	0,00171054	0,00342108

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

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível anual)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal				
		EUR/dia		EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
BP>	Flexível	0,0557		0,00488222	0,00011251	0,00136843	0,00171054

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

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <							
Tarifas	Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
			EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh		
						EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
URD _{BP<}			0,0140	0,00895038	0,00011251	0,00147006	
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,0140	0,02921079			
	Escalão 2	221 - 500	0,0394	0,02566643			
	Escalão 3	501 - 1 000	0,0639	0,02361429			
	Escalão 4	1 001 - 10 000	0,0925	0,02272181			

3.6 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

3.6.1 TARIFA DE ENERGIA DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS 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 para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.

A tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista reflete o custo previsto para o aprovisionamento de gás para o ano gás 2021-2022, 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, que decorre do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.

Quadro 3-38 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas

TARIFA DE ENERGIA	
Venda a comercializadores de último recurso retalhistas (EUR/kWh)	0,01759761

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 trimestralmente ³⁰, de acordo com o previsto no artigo 159.º do Regulamento Tarifário. Para o ano gás 2021-2022 a ERSE mantém os parâmetros β_t e μ_t que vigoraram no ano gás 2020-2021:

$$\beta_t = 0,5$$

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

³⁰ Mecanismo aprovado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio.

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 3.6.1.

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

TARIFA DE ENERGIA		
Baixa Pressão ≤ 10 000 m ³ (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,01766980
	Escalão 2	0,01766980
	Escalão 3	0,01766980
	Escalão 4	0,01766980

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

TARIFA DE ENERGIA	
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,02541654

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 dos seus clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³.

Quadro 3-41 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	
Termo Tarifário Fixo (EUR/dia)	0,0769
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00057521

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

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

Quadro 3-42 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	
Termo Tarifário Fixo (EUR/dia)	0,1428
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00106872

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), a vigorarem no ano gás 2021-2022.

Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário

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 (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000313	0,00017865					
Flexível Diária	0,000313					0,00107190	0,00178650
Flexível Mensal	0,000313			0,00026798	0,00053596		
Flexível Anual	0,000313	0,00017865	0,00026798				

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes em AP

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 (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000241	0,00017865					
Flexível Diária	0,000241					0,00107190	0,00178650
Flexível Mensal	0,000241			0,00026798	0,00053596		
Flexível Anual	0,000241	0,00017865	0,00026798				

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD		
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000241	0,00018585

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, a vigorarem no ano gás 2021-2022.

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 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	< 2 000 000	0,4344	0,001538	0,000690	0,00075641
	≥ 2 000 000	0,4344	0,001114	0,000690	0,00075641
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,4344	0,004374	0,000690	0,00015885
	≥ 2 000 000	0,4344	0,003757	0,000690	0,00015885
Mensal	10 000 - 100 000	2,2664	0,005915	0,005492	

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,4344	0,001114	0,000690	0,00094551	0,00189102

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (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	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,4344	0,001114	0,000690	0,00075641	0,00094551

Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO						
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
			Fora de Vazio	Vazio		
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	
Longas Utilizações	10 000 - 700 000	0,0565	0,007244	0,000805	0,00136843	
	≥ 700 000	0,0565	0,004070	0,000805	0,00136843	
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,0565	0,014323	0,000805	0,00030105	
	≥ 700 000	0,0565	0,012170	0,000805	0,00030105	
Mensal	10 000 - 100 000	2,0717	0,012757	0,009492		
	≥ 100 001	8,8352	0,009449	0,006184		

Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano (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/dia)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (EUR/(kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
Flexível	0,0565	0,007244	0,000805	0,00171054	0,00342108

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano (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 (EUR/dia)	Energia		Capacidade Base Anual (EUR/(kWh/dia)/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
Flexível	0,0565	0,007244	0,000805	0,00136843	0,00171054

Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia
		EUR/dia		EUR/kWh
Escalão 1	0 - 220	0,0148		0,031380
Escalão 2	221 - 500	0,0402		0,027835
Escalão 3	501 - 1000	0,0647		0,025783
Escalão 4	1001 - 10000	0,0933		0,024891

Todos os consumidores com faturação em média pressão, incluindo os consumidores com ligação em baixa pressão 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 de cálculo do desconto a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, está definida no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022”.

O desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos definidos na equação:

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,001921 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W}$$

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 28.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 regra para determinação do consumo anual de gás que servirá de base para a aplicação da tarifa de Acesso às Redes em MP é igual à regra definida para a 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 UAG propriedade do cliente, os custos aceites com o transporte por 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 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.

As UAG propriedade de clientes 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 gás

descarregadas. A quantidade de energia entregue 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 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2021-2022

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES - UAG (propriedade de clientes)	
Tarifa	Energia EUR/kWh
UAG - Propriedade de Clientes	0,000676

3.8 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás 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 a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás 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 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, 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 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 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 inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

O Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, 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 2020-2021, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores i (BP> e BP<).

A variável $Curg_p$ corresponde ao custo médio de aquisição de energia do CUR grossista previsto para o ano gás 2021-2022, conforme definido no RT.

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 para o ano gás 2021-2022, 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 2021, a cada um dos segmentos de consumidores.

No Quadro 3-54 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de outubro de 2021, assim como o valor das variáveis que o determinam. Não é aplicado qualquer fator de agravamento na BP<.

Quadro 3-54 - Fatores de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2021

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Curg_p$	$Te'_{i,p-1}-Curg_p$	$Y_{i,p}$	$FA_{i,p}$
BP>	24,15	16,95	7,20	0,55	7,75
BP<	16,38	16,95	-0,57	0,57	0,00

No Quadro 3-55 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 2021.

Quadro 3-55 - Variação da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de outubro de 2021

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2021-2022/2020-2021
Baixa Pressão BP > (> 10 000 m ³ /ano)	0,3%
Baixa Pressão < (< 10 000 m ³ /ano)	0,3%

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

No quadro seguinte 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 inferior ou igual a

10 000 m³, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2021. 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 trimestralmente ³¹.

Quadro 3-56 - 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
				EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0	-	220	0,0688	0,0521
Escalão 2	221	-	500	0,1036	0,0486
Escalão 3	501	-	1 000	0,1415	0,0457
Escalão 4	1 001	-	10 000	0,1643	0,0447

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 2021.

³¹ Mecanismo aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril.

Quadro 3-57 - 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					
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Diária	10 000 - 700 000	0,1993	0,033748	0,027310	0,00136843
	≥ 700 000	0,1993	0,030575	0,027310	0,00136843
Mensal	10 000 - 100 000	2,2145	0,039261	0,035996	
	≥ 100 000	8,9780	0,035954	0,032689	

3.9 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A APLICAR AOS CLIENTES DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS, NO ÂMBITO DO N.º 5 DO ARTIGO 16.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

De acordo com o estabelecido no n.º 5, do artigo 16.º, do RT, aos clientes cujo Comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercialização de gás e aos fornecimentos em locais onde não exista oferta dos Comercializadores de gás em regime de mercado, pelo tempo que esta ausência se mantenha, os Comercializadores de último recurso retalhistas aplicam as tarifas transitórias vigentes no ano gás e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa Social de Venda a Clientes Finais.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AP e MP estão extintas, pelo que para os fornecimentos nestes níveis de pressão os Comercializadores de último recurso retalhistas deverão aplicar uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, associada a cada um destes níveis de pressão.

3.9.1 TARIFA DE ENERGIA NO ÂMBITO DO N.º 5 DO ARTIGO 16.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos Comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores em AP e MP, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário, 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 3-58 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário

TARIFA DE ENERGIA	
Alta Pressão (EUR/kWh)	0,01759761
Média Pressão (EUR/kWh)	0,01760993

3.9.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO NO ÂMBITO DO N.º 5 DO ARTIGO 16.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Os preços da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores em AP e MP, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário, apresentam-se no Quadro 3-42.

3.9.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES NO ÂMBITO DO N.º 5 DO ARTIGO 16.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Os preços da tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores em AP e MP, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário são os seguintes:

- Para fornecimentos aos Centros Electroprodutores aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (Quadro 3-43).
- Para fornecimentos aos clientes em AP aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para as entregas a clientes em AP, (Quadro 3-44).
- Para fornecimentos em média pressão aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (Quadro 3-46, Quadro 3-47 e Quadro 3-48).

3.9.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NO ÂMBITO DO N.º 5 DO ARTIGO 16.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos clientes dos Comercializadores de último Recurso Retalhistas, no âmbito do n.º 5 do artigo 16.º do Regulamento Tarifário, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2021.

Estas tarifas são calculadas através da soma da tarifa de Energia (ponto 3.9.1), da tarifa de Comercialização (ponto 3.9.2) e da tarifa de Acesso às Redes (ponto 3.9.3), associada a cada um destes níveis de pressão.

Quadro 3-59 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos produtores em regime ordinário, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base	Capacidade Mensal Adicional	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/dia	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,1428	0,018979	0,00017865					
Flexível Diária	0,1428	0,018979					0,00107190	0,00178650
Flexível Mensal	0,1428	0,018979			0,00026798	0,00053596		
Flexível Anual	0,1428	0,018979	0,00017865	0,00026798				

Quadro 3-60 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes em Alta Pressão, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM ALTA PRESSÃO								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base	Capacidade Mensal Adicional	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/dia	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,1428	0,018907	0,00017865					
Flexível Diária	0,1428	0,018907					0,00107190	0,00178650
Flexível Mensal	0,1428	0,018907			0,00026798	0,00053596		
Flexível Anual	0,1428	0,018907	0,00017865	0,00026798				

Quadro 3-61 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes em Média Pressão, no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM MÉDIA PRESSÃO						
Opção tarifária	(m³/ano)	Termo tarifário fixo	Energia			Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio		Vazio	
			EUR/dia	EUR/kWh		
Longas Utilizações	< 2 000 000	0,5772	0,020216	0,019369	0,00075641	
	≥ 2 000 000	0,5772	0,019792	0,019369	0,00075641	
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,5772	0,023053	0,019369	0,00015885	
	≥ 2 000 000	0,5772	0,022435	0,019369	0,00015885	
Mensal	10 000 - 100 000	2,4092	0,024594	0,024171		

Quadro 3-62 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (EUR/dia)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (EUR/(kWh/dia)/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (EUR/(kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
Flexível	0,5772	0,019792	0,019369	0,00094551	0,00189102

Quadro 3-63 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas, aos clientes em Média (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (EUR/dia)	Energia		Capacidade Base Anual (EUR/(kWh/dia)/dia)	Capacidade Mensal Adicional (EUR/(kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)		
Flexível	0,5772	0,019792	0,019369	0,00075641	0,00094551

3.10 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de gás 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. Esta decisão é orientada pelo facto de existirem alguns consumidores de gás 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, com vista a um modelo único e automático. O Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, procedeu à 2.ª alteração ao Decreto-Lei n.º 101/2011, concretizando o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez.

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 *“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 3163/2021, de 24 de março, o desconto da tarifa social de gás aplicável a partir de 1 de outubro de 2021 até 30 de setembro de 2022, 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 59,1% 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. 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 3.10.1, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas no capítulo 3.10.2.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio 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 para a sua habitação permanente com consumo anual igual ou inferior a 500 m³.

Conforme apresentado no Quadro 3-64, cerca de 56 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás no final do 1.º trimestre de 2021, representando um decréscimo de 61,1% em relação ao trimestre homólogo, e um acréscimo de 71% em relação ao trimestre anterior.

Para o ano gás 2021-2022 prevê-se que cerca de 56,2 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás. O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2021-2022 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás.

Quadro 3-64 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás

	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	Variação T12021/T12020	Variação T12021/T42020
Mercado Regulado	3 360	3 292	3 234	3 019	3 013	2 945	2 894	2 734	2 574	2 555	2 330	2 342	4 296	66,9%	83,4%
Mercado Livre	32 386	32 347	32 469	33 239	32 967	32 229	32 310	32 888	32 298	31 371	30 467	30 512	51 893	60,7%	70,1%
Total	35 746	35 639	35 703	36 258	35 980	35 174	35 204	35 622	34 872	33 926	32 797	32 854	56 189	61,1%	71,0%

Fonte: ERSE (dados obtidos no âmbito da monitorização preços mercado retalhista de gás)

Os comercializadores de gás devem promover a divulgação de informação sobre a existência da tarifa social e a sua aplicação aos clientes finais economicamente vulneráveis.

3.10.1 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 2021-2022, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-65 - 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	
		EUR/dia		EUR/kWh	
Escalão 1	0 - 220	0,0000		0,013615	
Escalão 2	221 - 500	0,0000		0,013434	

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

Quadro 3-66 - Desconto da tarifa social

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BAIXA PRESSÃO					
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia	
		EUR/dia		EUR/kWh	
Escalão 1	0 - 220	0,0148		0,017765	
Escalão 2	221 - 500	0,0402		0,014401	

3.10.2 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 2021, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-67 - 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	
		EUR/dia		EUR/kWh	
Escalão 1	0 - 220	0,0540		0,0343	
Escalão 2	221 - 500	0,0634		0,0342	

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2021-2022

4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 285.º, 284.º e 282.º do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) estabelecem, respetivamente, que cabe à ERSE a fixação anual dos seguintes valores:

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

Do mesmo modo, estabelecem os artigos 166.º e 177.º do RRC, este último em leitura conjugada com o que decorre da Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, 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 pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

A Sonorgás, na qualidade de operador de rede de distribuição e de comercializador de último recurso retalhista, propôs a manutenção, para o ano gás 2021-2022, de todos os preços regulados.

Os restantes operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso retalhistas não apresentaram à ERSE, em tempo útil, propostas para os preços dos serviços regulados.

4.3 PREÇOS A VIGORAREM NO ANO GÁS 2021-2022

Tendo em conta a convergência realizada no passado para a aderência aos custos, conjugada quer com as propostas apresentadas pelos agentes, quer com o Parecer do Conselho Tarifário à proposta da ERSE, quer ainda com as atuais circunstâncias socioeconómicas motivadas pela pandemia de COVID-19, a ERSE mantém, para o ano gás 2021-2022, os preços dos serviços regulados que vigoraram no ano gás 2020-2021.

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

Os preços associados à prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás no ano gás 2021-2022 são os indicados no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Preços para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás (ano gás 2021-2022)

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor 2020-2021	Preços para 2021-2022	
			Preços	Variação 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 2021-2022 são os indicados no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2021-2022)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor 2020-2021	Preços para 2021-2022	
		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 2021-2022 assume o valor apresentado no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preço para o serviço de leitura extraordinária (ano gás 2021-2022)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor 2020-2021	Preço para 2021-2022	
			Preço	Varição face ao preço em vigor (%)
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	14,17	14,17	0%

Ao valor constante do Quadro 4-3 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

O encargo de leitura extraordinária constante do quadro anterior não é aplicável 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 2021-2022 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 2021-2022)

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor 2020-2021	Preços para 2021-2022	
		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 PARA LIGAÇÕES ÀS REDES DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 m³ (N)

O artigo 168.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 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 estabelecida na Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, que fixou em 20% o valor da percentagem referida no atual artigo 168.º do RRC.

A fórmula de determinação do sobrecusto de veiculação de gás (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 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 2021-2022 conduz aos seguintes fatores:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³(n)) – 0,041622 €/kWh
- Média Pressão – 0,016216 €/kWh

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

O artigo 177.º do RRC estabelece a fixação de limites (valores de referência) aos custos a considerar para efeitos tarifários nas operações de integração nas redes de gás de polos de consumo existentes.

Para efeitos de integração nas redes de distribuição de gás, o n.º 3 do artigo 177.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 entende que os custos suportados pelo sistema nacional de gás 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 propostos para vigorar no exercício tarifário de 2021-2022 são os indicados no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Valores de referência (ano gás 2021-2022)

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor 2020-2021	Valores propostos pela ERSE para 2021-2022	
		Valores	Variação face aos valores em vigor (%)
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 177.º do RRC	337,50	337,50	0%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 177.º do RRC	570,00	570,00	0%

Aos valores constantes da tabela anterior aplica-se casuisticamente o parâmetro de eficiência apurado para cada operador de rede de distribuição (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], em que

- P_t^j corresponde ao valor final de referência para o ORD i, a vigorar no ano gás t, onde j corresponde à tipologia prevista nas alíneas a) ou b) do n.º 3 do artigo 177.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 177.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 (ano gás 2021-2022)

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 CISTERNA

Os custos de transporte de GNL em cisterna para unidades autónomas de gás natural (UAG) privadas ou públicas são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT) até 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 em 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 11/2020, os valores vigentes 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 em 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:

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

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.

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

Os valores que vigoram no ano-gás 2020-2021 são os seguintes:

$$F = 0,0080 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$\text{TF} = 230 \text{ €}$$

VALORES VERIFICADOS EM 2020

O Quadro 5-1 sumariza a informação disponibilizada pelo operador da rede de transporte (ORT) e apresenta a evolução anual, desde o ano gás 2009-2010, dos seguintes elementos:

- Número de UAG que foram abastecidas no âmbito do SNG;
- Número de cisternas carregadas;
- Total de energia transportada em cisterna;
- Custo total desse serviço;
- Custo aceite pelo SNG, 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 Madeira³², por não se considerarem no âmbito do SNG³³.

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

	N.º de UAG abastecidas	N.º de cisternas carregadas	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	4 499 206	4 199 300
2020	103	5040	1 512 009	4 970 100	4 813 862

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

Comparativamente com 2019, há a destacar o aumento no número de UAG abastecidas (+8%) e número de cargas de camiões cisternas e respetiva energia transportada (+1% e +2%, respetivamente).

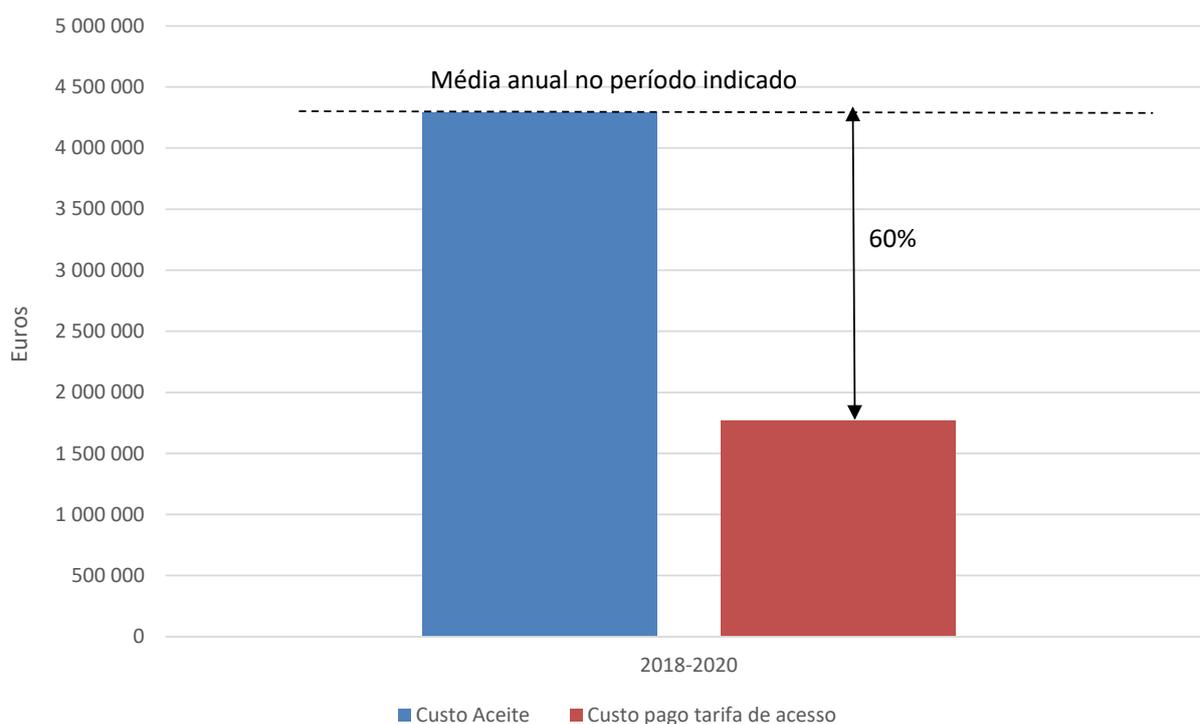
³² As cargas destinam-se à Central Termoelétrica da Vitória na Ilha da Madeira, utilizando transporte rodoviário de Sines até ao Porto de Lisboa, transporte marítimo entre Lisboa e o Funchal e transporte rodoviário entre o Funchal e Socorridos. Em 2020 verificaram-se 1 624 cargas para Socorridos, num total de 428 678 MWh.

³³ Refere-se ainda que em 2020 foram efetuadas quatro cargas de camiões cisterna em Sines para destinos internacionais, num total de 1 320 MWh.

A análise do quadro anterior permite concluir ainda que o mecanismo de preço máximo reduziu em cerca de 3% o valor do custo a incluir, em 2020, na atividade de transporte. A proporção do custo coberto³⁴ varia consoante o comercializador, situando-se entre 85% 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 em cisterna 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 cisterna e o custo suportado pelas mesmas quantidades em tarifa de acesso³⁵, em valor médio nos últimos três anos. Relativamente ao período 2018-2020, verifica-se um agravamento do sobrecusto, motivado por um aumento do custo de transporte em cisterna e uma diminuição da tarifa de acesso.

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



³⁴ Quociente entre o custo aceite para um determinado comercializador e o custo total suportado por esse comercializador.

³⁵ Tarifas de acesso às redes a aplicar a instalações abastecidas por UAG públicas pela ERSE.

O Gestor Logístico de Unidades Autônomas 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 2020. A pandemia da COVID 19 apresentou-se como um desafio significativo à atividade do GL-UAG, destacando-se ter sido possível manter o regular funcionamento de todo o sistema com zero incidentes e acidentes. Realça-se ainda o estabelecimento de novos contratos de transporte de GNL e o início do transporte ferroviário, em complemento à rodovia, diversificando os meios, contribuindo para a segurança de abastecimento.

VALORES A VIGORAR PARA O ANO GÁS 2021-2022

No último exercício tarifário foi alterada a fórmula, e respetivos parâmetros, para cálculo do custo máximo, passando o custo da portagem a ser considerado como parcela autónoma. Verificou-se a entrada em operação de novos transportadores de GNL que permitiram uma redução do custo de transporte. Lembra-se que passou a ser considerado o transporte ferroviário. Como consequência, desde outubro de 2020 que não se verifica sobrecusto, ou seja, o custo de transporte tem igualado ou sido inferior ao custo máximo que resulta da aplicação da metodologia aprovada.

O ORT propõe que, no ano gás 2021/2022, se mantenha a metodologia e os parâmetros vigentes uma vez que não existem previsões de aumento de custos de transportes para o próximo ano.

Uma vez que a metodologia vigente tem pouco tempo de aplicação e que, resultado da revisão do Regulamento Tarifário, este tema será revisitado em breve, considera-se adequado manter a metodologia e parâmetros vigentes para o próximo ano gás, conforme proposta do ORT.

Tendo presente o exposto, propõe-se a seguinte metodologia e parâmetros para cálculo do 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 em cisterna, para o ano gás 2021-22:

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

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 2021-2022, os parâmetros propostos são:

$$F = 0,0080 \text{ € } / (\text{ MWh x km })$$

$$TF = 230 \text{ € }$$

6 ANÁLISE DE IMPACTES

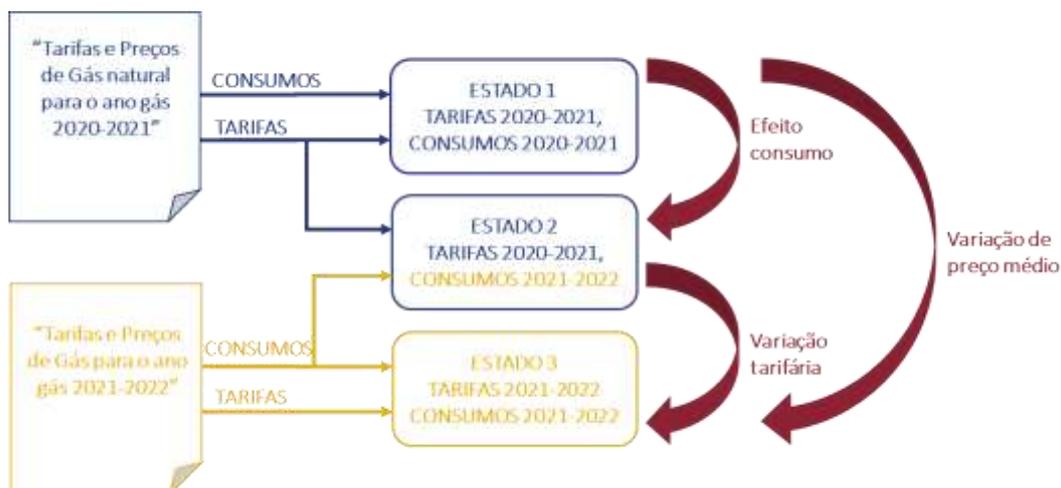
No presente capítulo apresentam-se os impactes verificados nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2021-2022. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda 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 2020-2021, consumos 2020-2021”: O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2020-2021, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2020-2021, conforme o documento “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2020-2021” da ERSE;
- “Tarifas 2020-2021, consumos 2021-2022”: O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2021-2022, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano gás 2020-2021;
- “Tarifas 2021-2022, consumos 2021-2022”: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2021-2022 e as respetivas quantidades para o mesmo 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 das quantidades da procura. A variação do preço médio resulta da conjugação do efeito da variação de preços das tarifas (variação tarifária) e do efeito de alteração das quantidades da procura (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 2021-2022, referidos às entregas de gás 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 2020-2021 e 2021-2022. Verifica-se um decréscimo acentuado da tarifa de uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e da tarifa de Uso Global do Sistema, da tarifa de Armazenamento Subterrâneo e da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Na tarifa de uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL verifica-se uma redução do preço médio (-33,7%), decorrente essencialmente de uma redução tarifária significativa (-33,3%).

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo regista um decréscimo do preço médio (-18,5%) decorrente essencialmente da redução tarifária (-24,4%), uma vez que o consumo tem uma variação em sentido contrário (+7,8%).

A tarifa de uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte regista uma redução do preço médio (-7,8%), impulsionada por uma redução tarifária (-15,8%) e, em sentido contrário, por um acréscimo do efeito consumo (+9,5%).

No que se refere à tarifa de Uso Global do Sistema, verifica-se o desagravamento do preço médio (-35,9%), que se deve predominantemente à variação tarifária no mesmo sentido.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão ³⁶

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Varição do preço médio	Varição tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 478 k€ Quantidades: 60 362 GWh	-33,7%	-33,3%	-0,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,28 €/MWh Receitas: 16 628 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-18,5%	-24,4%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,45 €/MWh Receitas: 29 749 k€ Quantidades: 65 407 GWh	-7,8%	-15,8%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,27 €/MWh Receitas: 17 559 k€ Quantidades: 65 407 GWh	-35,9%	-38,1%	3,6%

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

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 RNTG.

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 2020-2021 para o ano gás 2021-2022.

³⁶ 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 como quantidades o valor médio da energia armazenada diariamente.

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 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Pontos de Entrada	0,14 €/MWh Receitas: 8 453 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,13 €/MWh Receitas: 8 330 k€ Quantidades: 65 407 GWh	-7,8%	7,0%	-13,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Pontos de Saída	0,36 €/MWh Receitas: 21 737 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,33 €/MWh Receitas: 21 419 k€ Quantidades: 65 407 GWh	-7,8%	-22,3%	18,6%

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

A tarifa de Uso da Rede de Transporte regista variações tarifárias de sinais opostos entre os pontos de entrada e os pontos de saída da rede de transporte, que resultam da procura prevista nesses pontos. Para o ano gás 2021-2022 estima-se uma redução no valor previsto de capacidade contratada no conjunto dos pontos de entrada face ao ano gás anterior, ao mesmo tempo que se estima um aumento da procura nos pontos de saída para consumo nacional ³⁷. Uma vez que a metodologia de cálculo da tarifa de transporte mantém uma divisão entrada-saída constante para a alocação de proveitos, numa repartição de 28%-72%, as variações tarifárias nos pontos de entrada e saída são diretamente afetadas pelas variações da procura em cada caso. Uma vez que os proveitos permitidos do ORT diminuem apenas 1,5%, as variações tarifárias são principalmente condicionadas pelas previsões de procura ³⁸.

Na Figura 6-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do ano gás 2020-2021 para o ano gás 2021-2022. O preço médio diminui de forma acentuada por efeito da variação tarifária.

³⁷ Esta situação ocorre porque se estima que o aprovisionamento aconteça sobretudo através do terminal de GNL, com uma elevada taxa de utilização, permitindo assim transportar mais gás para o mesmo nível de capacidade contratada.

³⁸ De referir que a quantidade de energia estimada para os pontos de entrada é por definição igual à quantidade de energia estimada para os pontos saída. Esta igualdade decorre do balanço de energia, que assume que a energia injetada é igual à energia extraída no conjunto do ano gás. Em termos de valores previstos para as capacidades essa igualdade não se verifica.

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

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,01 €/MWh Receitas: 478 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,00 €/MWh Receitas: 312 k€ Quantidades: 65 407 GWh	-38,9%	-40,1%	2,0%

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

A Figura 6-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2020-2021 para o ano gás 2021-2022. Verifica-se que o preço médio decresceu ligeiramente, devido ao efeito da redução tarifária (-1,4%) e ao efeito do acréscimo do consumo (+0,6%).

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

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	8,09 €/MWh Receitas: 211 332 k€ Quantidades: 26 138 GWh	8,02 €/MWh Receitas: 207 178 k€ Quantidades: 25 830 GWh	-0,8%	-1,4%	0,6%

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

A Figura 6-6 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização, para fornecimentos anuais de gás 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 caráter transitório. No caso da tarifa de Energia estima-se um acréscimo de cerca de 2,2% do preço médio, idêntico ao efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de Comercialização, o acréscimo previsto é de 5% no preço médio, devido fundamentalmente ao acréscimo da variação tarifária (+6,1%).

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

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$	17,29 €/MWh Receitas: 12 960 k€ Quantidades: 750 GWh	17,67 €/MWh Receitas: 12 648 k€ Quantidades: 716 GWh	2,2% 	2,2% 	0,0% 
Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$	8,99 €/MWh Receitas: 6 740 k€ Quantidades: 750 GWh	9,44 €/MWh Receitas: 6 755 k€ Quantidades: 716 GWh	5,0% 	6,1% 	-1,1% 

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

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 os anos gás 2020-2021 e 2021-2022, do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de OLMC, UGS, URT e URD, para os Centros Electroprodutores (CEP), para os clientes em Alta Pressão (AP), para os clientes em Média Pressão (MP), para os clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a $10\,000\text{ m}^3$ (BP>) e para os clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a $10\,000\text{ m}^3$ (BP<).

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: -32,2% para os CEP, -28,8% para os clientes em AP, -3,9% em MP, -1,9% em BP> e -2,2% em BP<.

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente ³⁹

Tarifa de Acesso às Redes	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Varição do preço médio	Varição tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	0,87 €/MWh Receitas: 15 467 k€ Quantidades: 17 689 GWh	0,69 €/MWh Receitas: 17 280 k€ Quantidades: 25 032 GWh	-21,1% 	-32,2% 	16,4%
Clientes em Alta Pressão	0,72 €/MWh Receitas: 12 528 k€ Quantidades: 17 316 GWh	0,53 €/MWh Receitas: 7 695 k€ Quantidades: 14 498 GWh	-26,6% 	-28,8% 	3,0%
Clientes em Média Pressão	2,62 €/MWh Receitas: 46 548 k€ Quantidades: 17 780 GWh	2,45 €/MWh Receitas: 42 632 k€ Quantidades: 17 415 GWh	-6,5% 	-3,9% 	-2,7%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	11,54 €/MWh Receitas: 46 865 k€ Quantidades: 4 060 GWh	11,19 €/MWh Receitas: 45 799 k€ Quantidades: 4 093 GWh	-3,1% 	-1,9% 	-1,2%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	32,14 €/MWh Receitas: 138 147 k€ Quantidades: 4 298 GWh	31,45 €/MWh Receitas: 135 919 k€ Quantidades: 4 321 GWh	-2,1% 	-2,2% 	0,1%

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

³⁹ Os clientes em AP incluem as UAG propriedade de clientes.

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

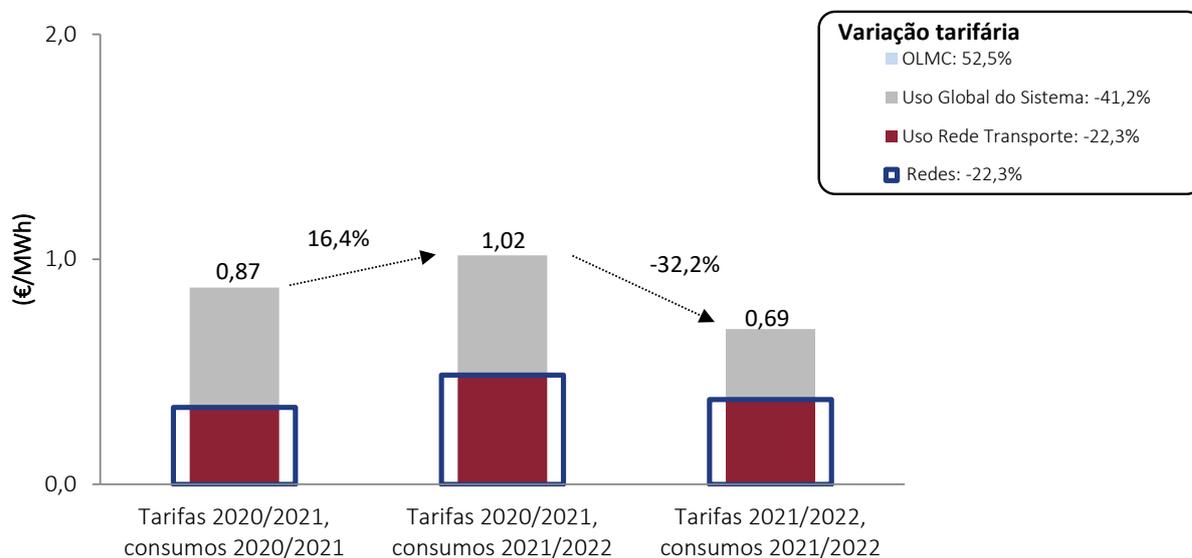


Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão

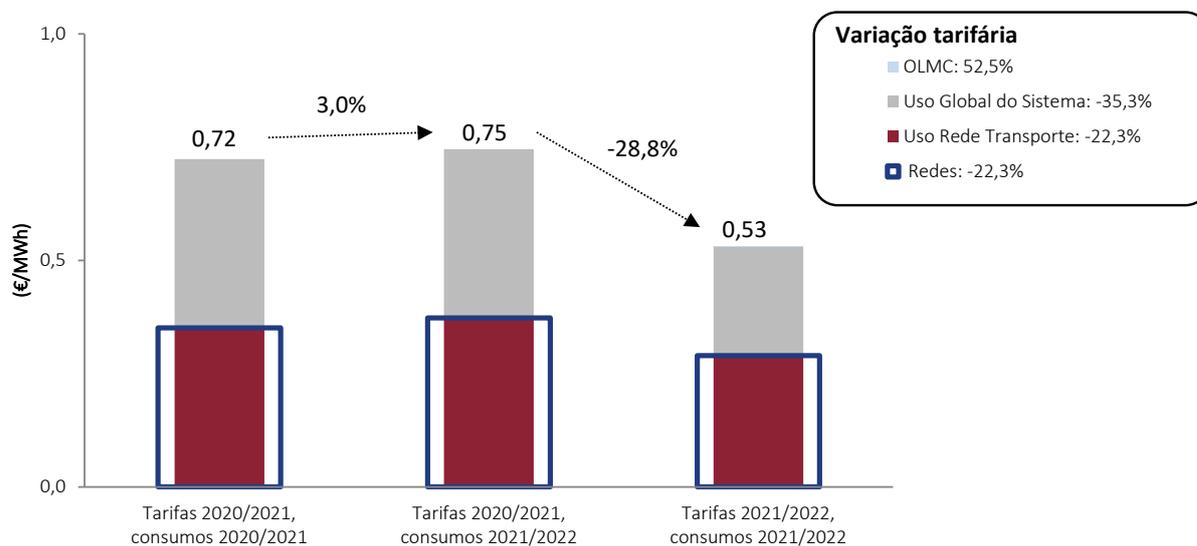


Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

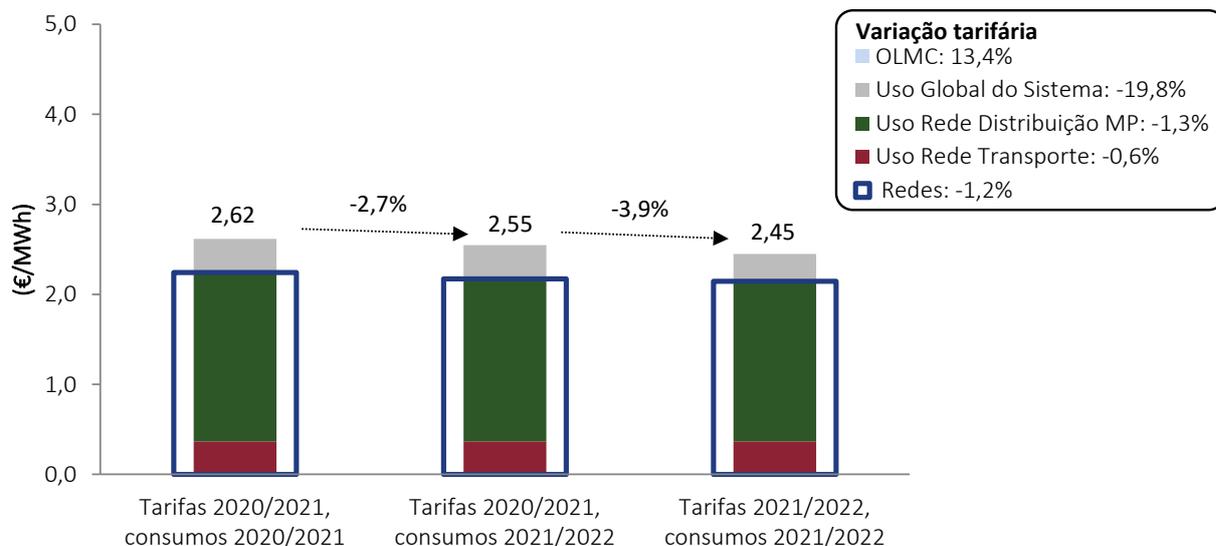


Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³

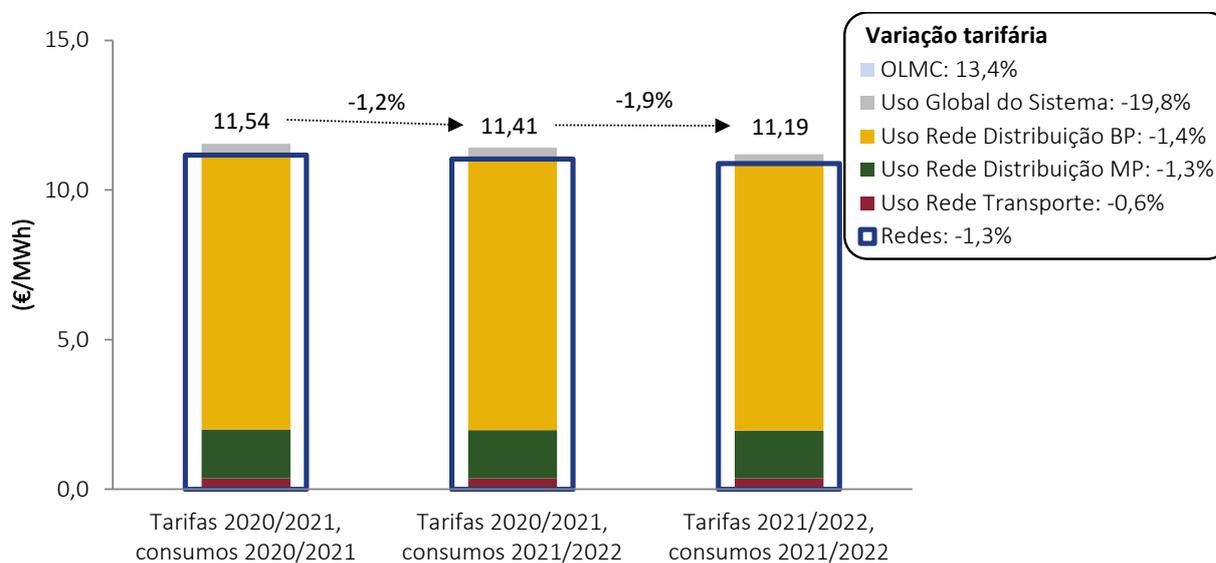
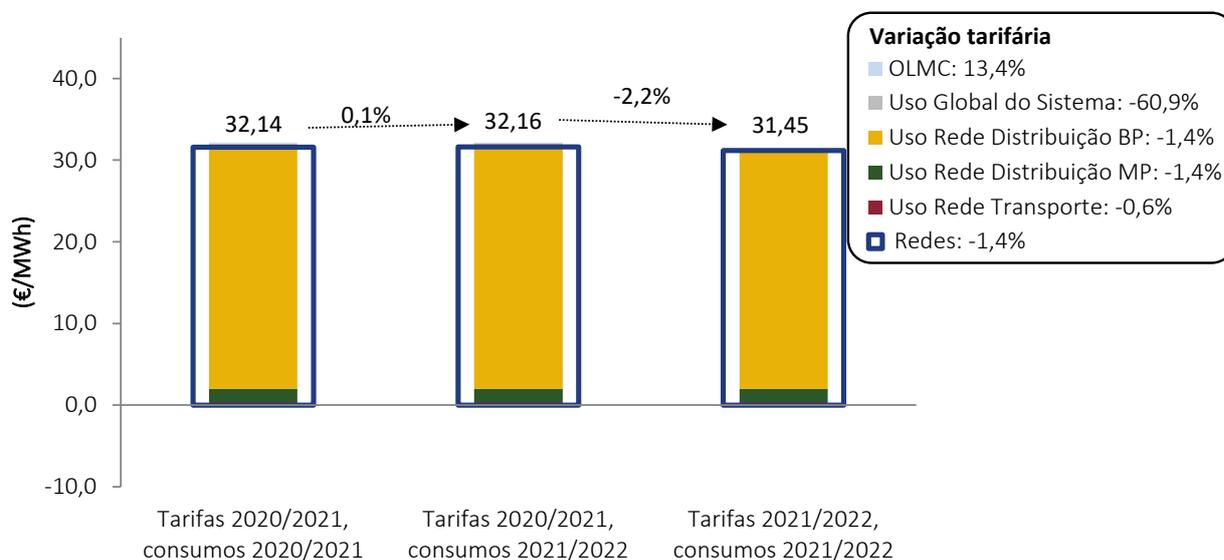


Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³



6.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2021-2022

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

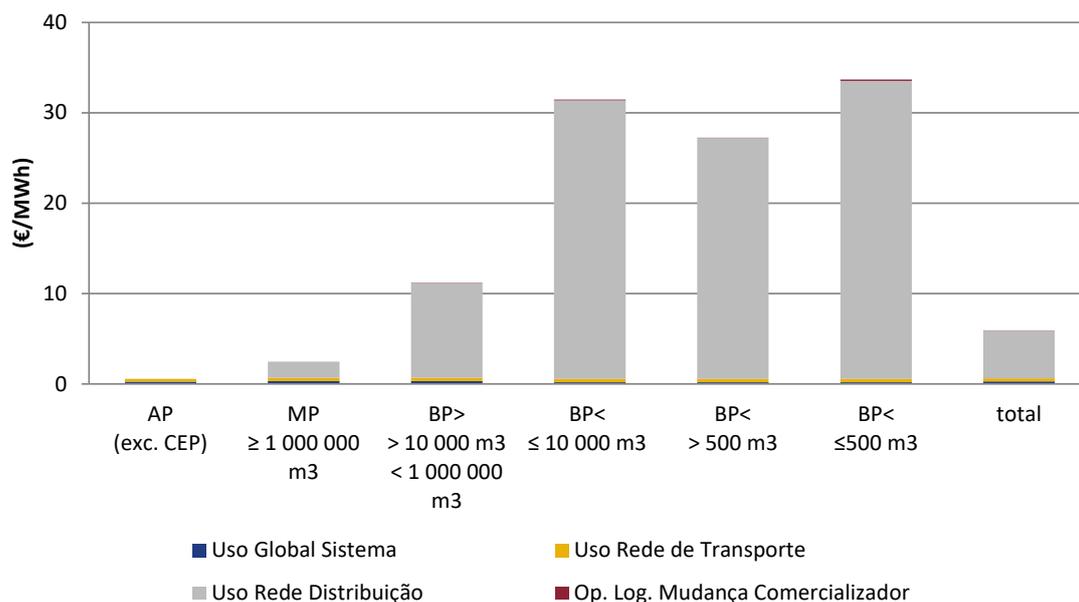
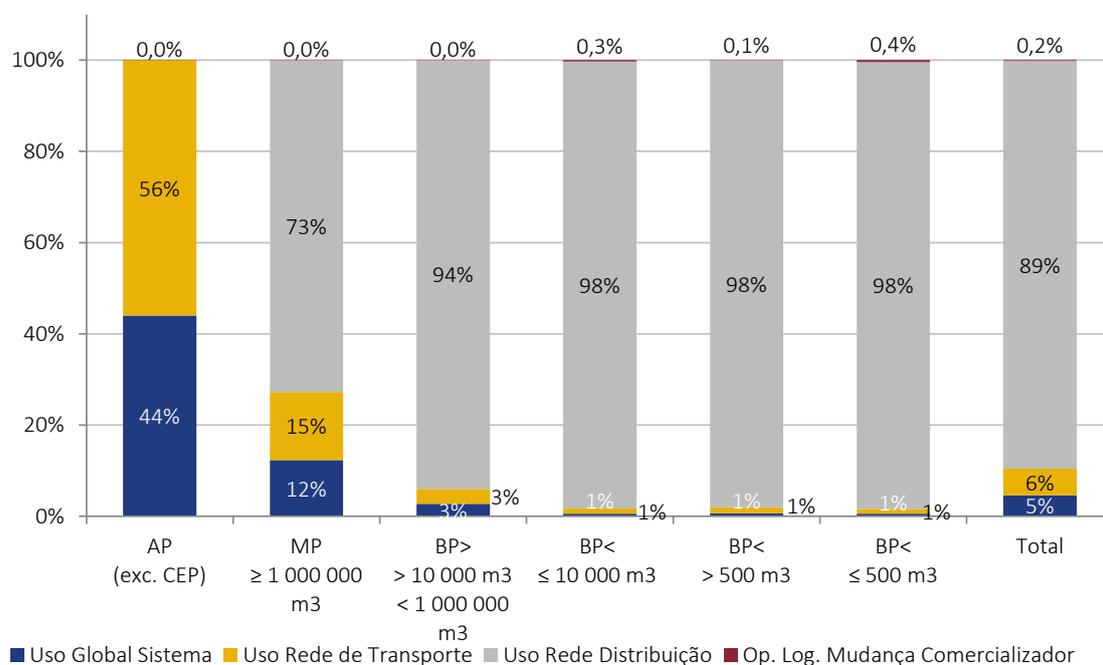


Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



6.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

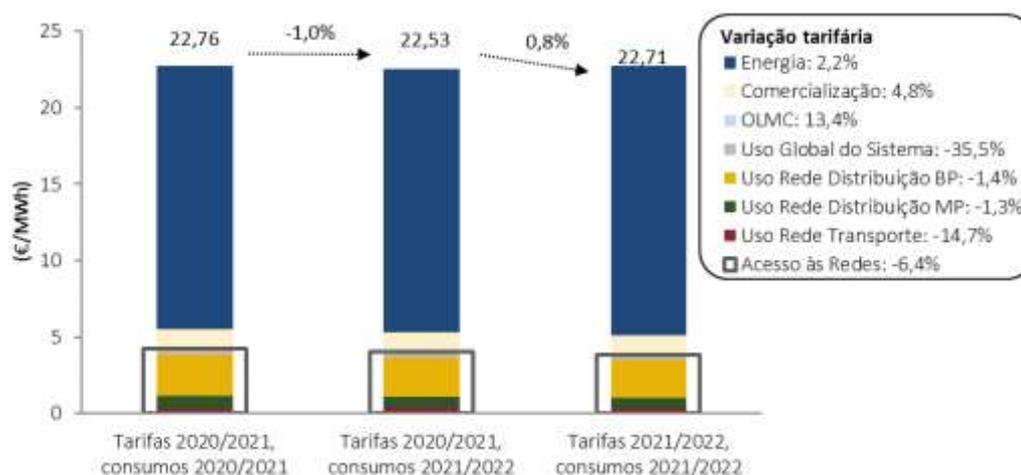
6.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O presente capítulo apresenta a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP, MP, BP> e BP<, entre os anos gás 2020-2021 e 2021-2022. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada fixadas pela ERSE. A tarifa de Energia considerada na tarifa aditiva de Venda a Clientes Finais, corresponde ao custo da atividade de compra e venda de gás do CUR grossista, que para o ano gás 2021-2022 é de 17,60 €/MWh. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão.

Os preços de referência de venda a clientes finais em BP correspondem aos preços recomendados, nos termos do disposto no artigo 17.º do RT, para o fornecimento de gás em baixa pressão

Na Figura 6-15, apresentam-se as variações tarifárias por atividade: 2,2% para a Energia, 4,8% para a Comercialização, 13,4% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, -35,5% para o Uso Global do Sistema, -1,4% para o Uso da Rede de Distribuição em BP, -1,3% para o Uso da Rede de Distribuição em MP e -14,7% para o Uso da Rede de Transporte.

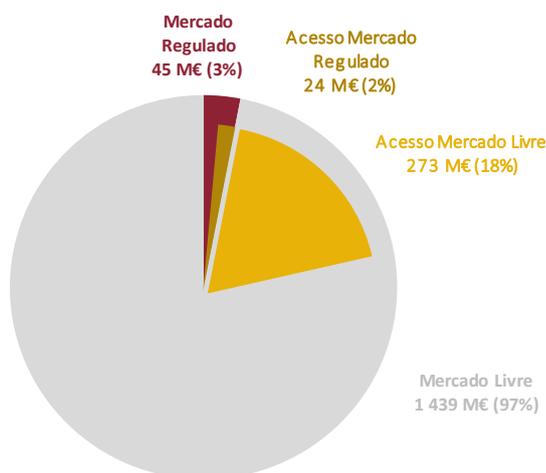
Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás no ano gás 2021-2022, sendo de destacar o reduzido peso dos CUR nas receitas do setor, 3% que compara com 97% no mercado livre,

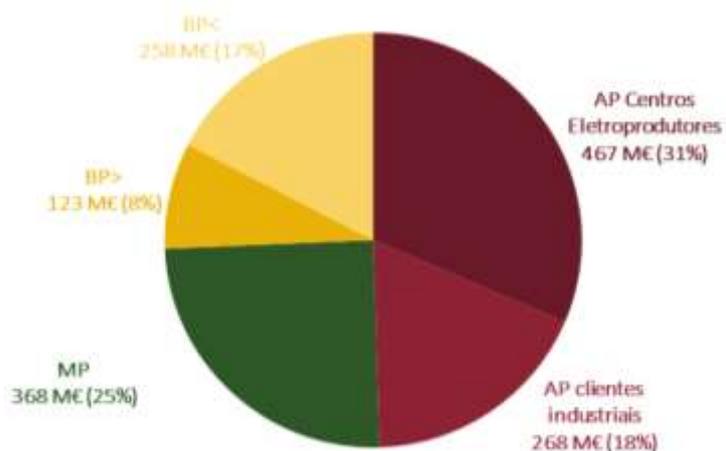
conforme se ilustra na Figura 6-16. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso às redes regulado pela ERSE, quer para os CUR, quer para o mercado livre, que perfazem um valor global de 297 milhões de euros, 20% das receitas do setor.

Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás, no ano gás 2021-2022



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, por nível de pressão, no ano gás 2021-2022



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 2020-2021 e o ano gás 2021-2022, para os diferentes níveis de pressão.

Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: 0,3% para os CEP, 0,9% para os clientes industriais em AP, 1,6% em MP, 0,7% em BP> e 0,5% em BP<. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada e pelo diferente peso que cada tarifa regulada tem nestes grupos de clientes.

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

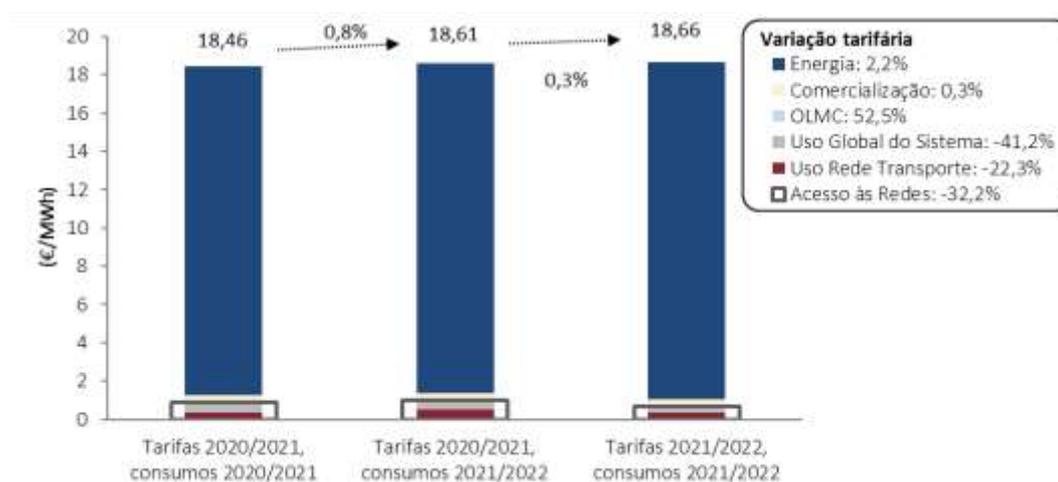


Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

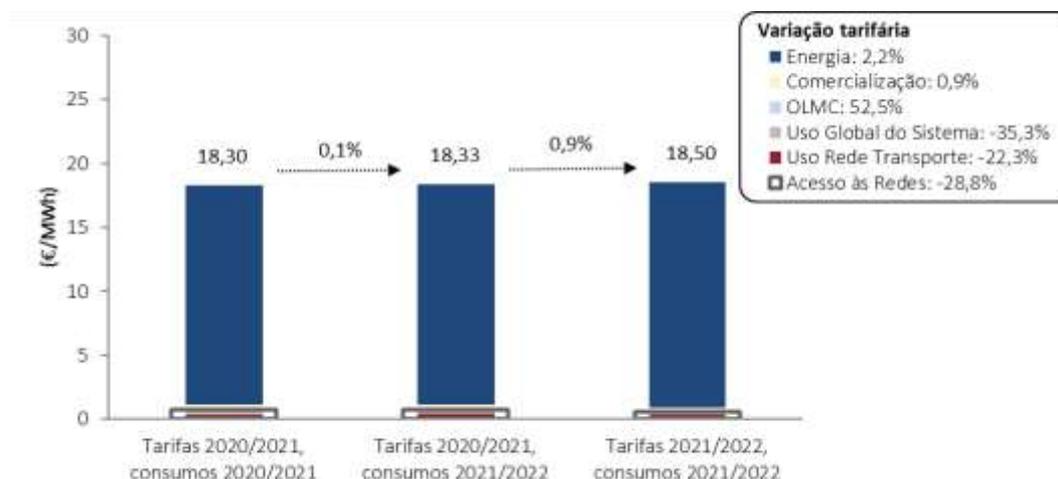


Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP

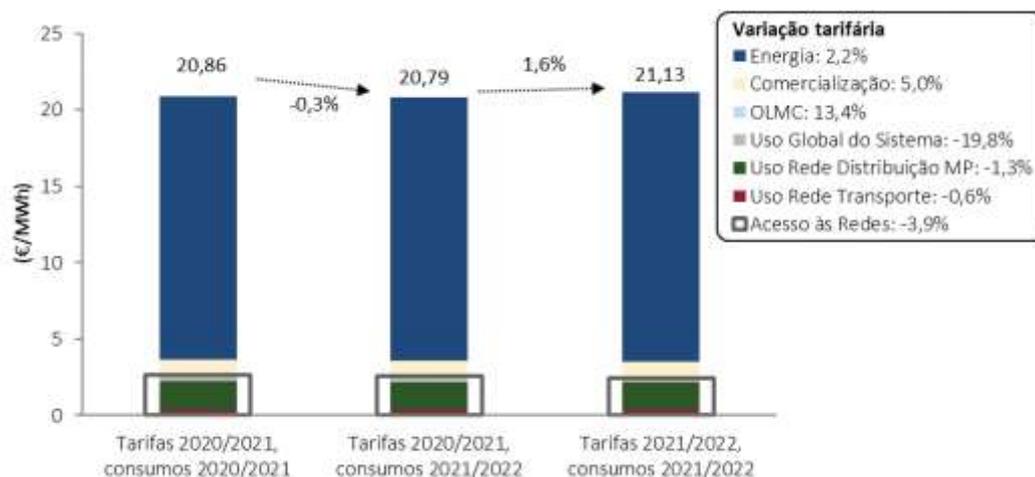


Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>

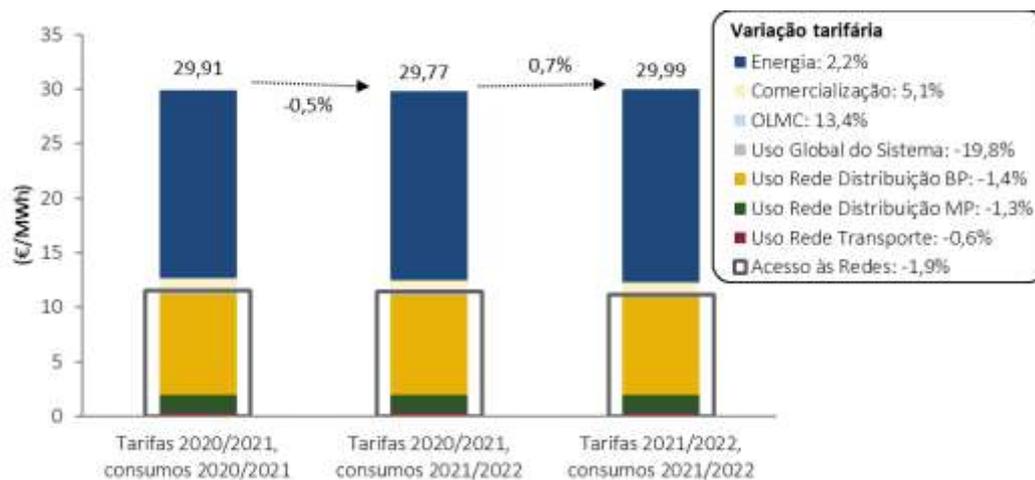
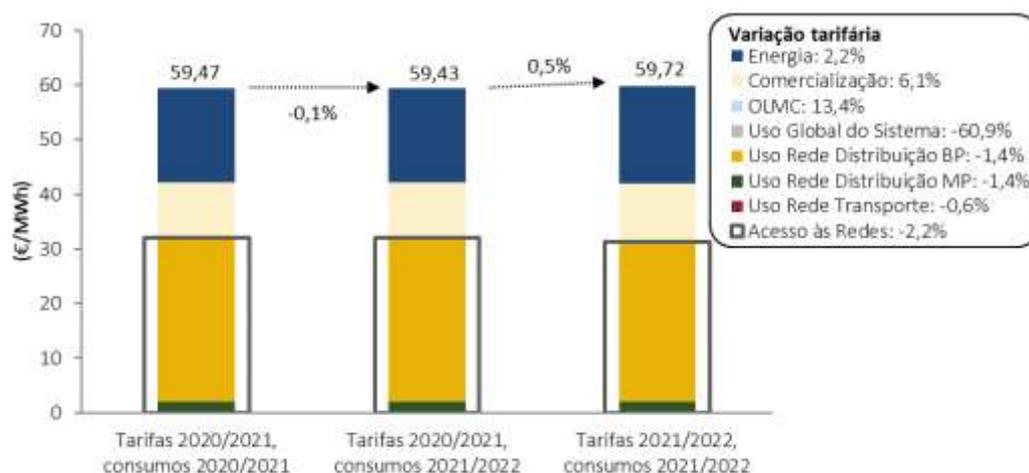


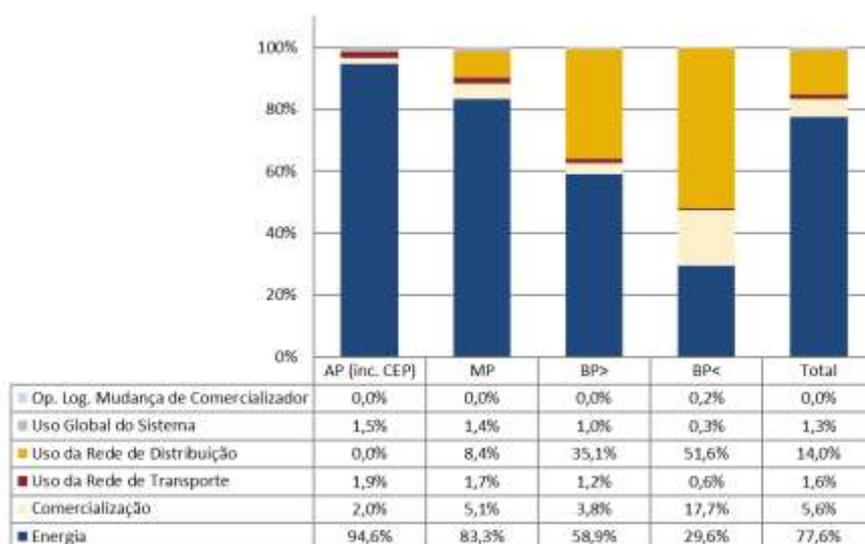
Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<



6.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Na figura seguinte apresentam-se os valores previsionais da decomposição e estrutura do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais, 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 de referência de Venda a Clientes Finais



6.3.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP< ENTRE O ANO GÁS 2008-2009 E O ANO GÁS 2021-2022

Na Figura 6-24 apresenta-se a evolução da decomposição do preço médio 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% ⁴⁰ 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 do Acesso às Redes ⁴¹ sujeito à regulação da ERSE, entre os anos gás 2014-2015 e 2021-2022. 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.

Figura 6-24 - Evolução do preço de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2021)



Legenda: «TVCF Ref.» - Preço de referência de Venda a Clientes Finais.

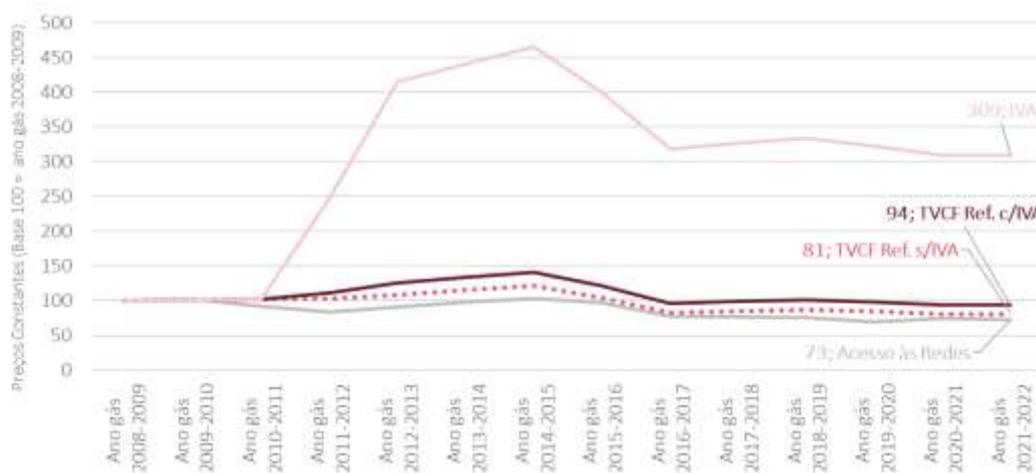
Na Figura 6-25 apresenta-se a evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BP<. A componente de acesso às redes, sujeito à regulação da ERSE, observou desde o início da

⁴⁰ O Decreto-Lei n.º 60/2019, de 13 de maio, determinou a descida do IVA de 23% para 6% no termo fixo da tarifa de acesso às redes no gás natural, para clientes com consumos em Baixa Pressão que não ultrapassem os 10 000 m³ anuais.

⁴¹ 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)

regulação uma redução de 27%. Em sentido contrário, o IVA observou um acréscimo de 209%⁴². Verifica-se que o preço de referência de Venda a Clientes Finais sem IVA, em BP<, observaram uma redução de 19%.

Figura 6-25 - Evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2021)



Legenda: «TVCF Ref.» - Preço de referência de Venda a Clientes Finais.

6.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

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

Na presente secção é apresentada a evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas (secção 6.1).

⁴² A redução de IVA nos anos gás 2015-2016 e 2016-2017 não resulta de uma redução da taxa de IVA nesses anos, esta componente apenas acompanhou a redução da TVCF antes de IVA, uma vez que o IVA é um imposto proporcional.

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 os anos gás 2020-2021 e 2021-2022. Esta tarifa regista um agravamento do preço médio (0,2%) por efeito da variação tarifária (0,3%).

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 2020-2021, consumos 2020-2021	Tarifas 2021-2022, consumos 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BP < 10 000 m ³ /ano	58,04 €/MWh Receitas: 43 516 k€ Quantidades: 750 GWh	58,16 €/MWh Receitas: 41 633 k€ Quantidades: 716 GWh	0,2%	0,3%	-0,1%

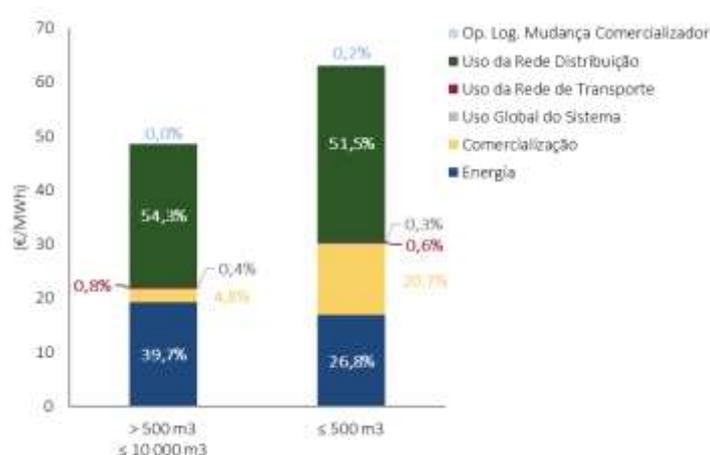
Nota: A relação entre as três variações é a seguinte: $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$.

A 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 2021, aprovando-se uma variação tarifária anual de 0,3% em BP>, face às tarifas do ano gás 2020-2021.

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 impacto das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes fornecidos em BP <, i.e., clientes 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 6-3). 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 6-4). É importante reforçar que esta análise corresponde a um exercício teórico para estimar potenciais impactes nos preços das ofertas comerciais, não obstante os comercializadores do mercado liberalizado negociarem os preços de forma livre junto dos clientes.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais do [simulador de preços de energia da ERSE](#) ⁴³, adotando no cálculo os três consumidores tipo ⁴⁴ 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, o Quadro 6-2 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes para o conjunto dos anos gás 2020-2021 e 2021-2022, 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 -2,0%, -2,1% e -2,7%, respetivamente.

Quadro 6-2- Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo

	Ano gás 2020-2021		Ano gás 2021-2022		Variação	
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	%
Consumidor 1	57,05 €	55,92 €	-1,12 €	-2,0%		
Consumidor 2	111,91 €	109,51 €	-2,40 €	-2,1%		
Consumidor 3	222,11 €	216,14 €	-5,97 €	-2,7%		

Nota: Valores anuais da Tarifa de Acesso às Redes, sem IVA.

As variações percentuais anteriormente referidas não representam o impacte percentual na fatura total pelo fornecimento de gás, uma vez que não incluem a componente de energia ⁴⁵ e a componente de taxas e impostos ⁴⁶.

⁴³ Informação recolhida do simulador da ERSE a 25 de maio de 2021. A análise exclui ofertas condicionadas, ofertas indexadas e ofertas com fidelização. Os valores apresentados também não incluem o impacto de reembolsos específicos.

⁴⁴ Os consumidores tipo são clientes residenciais.

⁴⁵ Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

⁴⁶ 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.

O Quadro 6-3 apresenta a estrutura da fatura total anual para o ano gás 2021-2022, 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 43.

O gráfico para cada um dos três consumidores tipo apresenta a fatura total, dividida em três componentes, indicando também o impacte percentual da variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes verificada no ano gás 2021-2022, incluindo o impacte do IVA. Em cada figura as ofertas dos comercializadores estão ordenadas por ordem crescente do valor total da fatura.

Quadro 6-3 - Fatura total anual no ano gás 2021-2022 da oferta mais competitiva de cada comercializador, com o impacte da tarifa de Acesso às Redes



Importa destacar os seguintes aspetos no Quadro 6-3. 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. Consequentemente, também a componente de taxas e impostos é diferente entre comercializadores, uma vez que o valor total do IVA depende do valor antes de impostos.

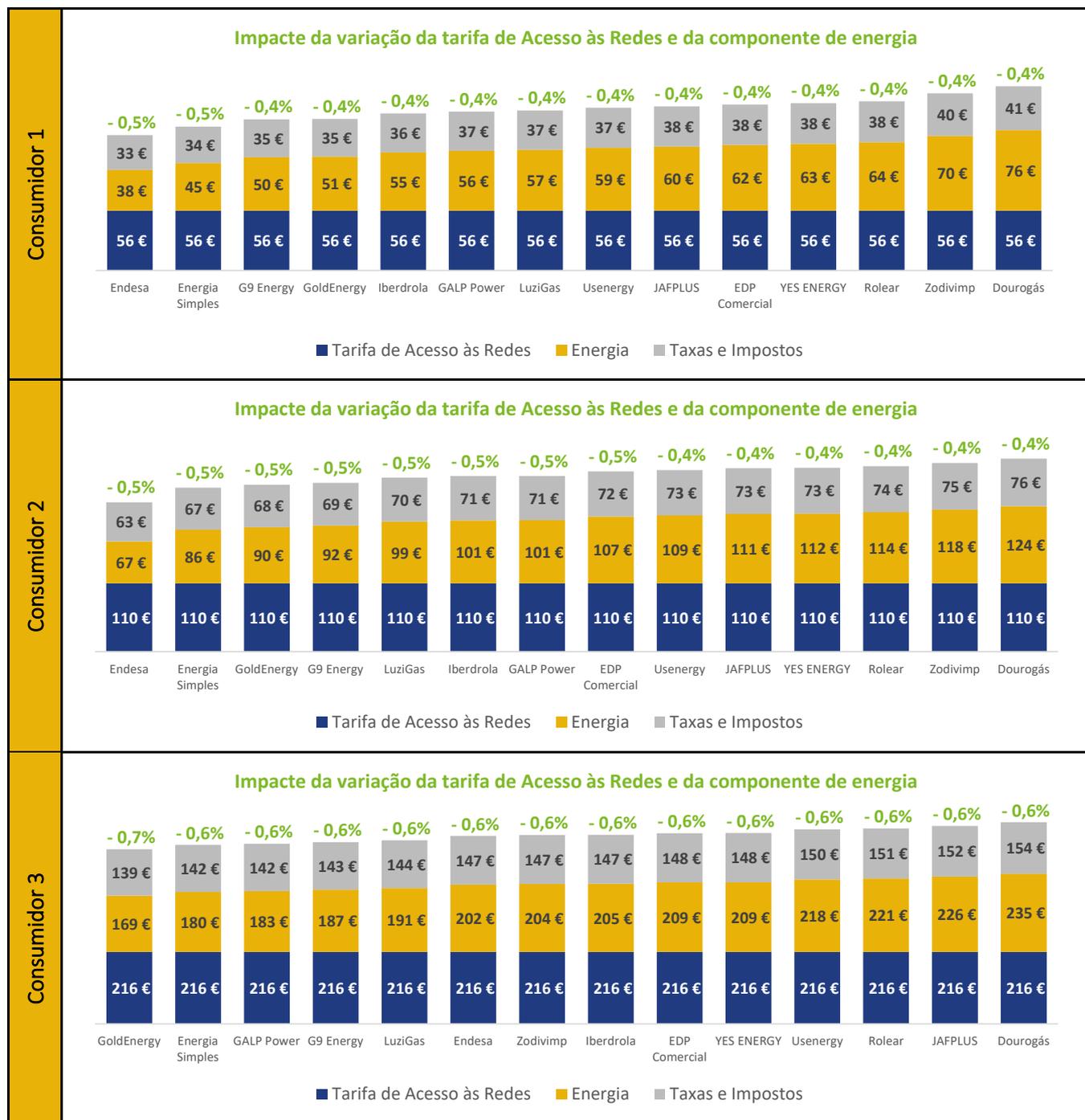
Por último, verifica-se que o impacte da variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é diferente entre as várias ofertas, diminuindo à medida que se passa de uma oferta mais competitiva para uma oferta menos competitiva. A razão prende-se com as diferenças no valor da fatura 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 6-4 repete o exercício do Quadro 6-3, admitindo como pressuposto ⁴⁷ 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 comercializador de último recurso (CUR). Para o ano gás 2021-2022 a tarifa de Energia do CUR em BP< regista um aumento de 0,38 EUR/MWh face ao valor em vigor no final do ano gás 2020-2021. Logo, a inclusão deste efeito adicional em todas as ofertas do Quadro 6-3 resulta no Quadro 6-4.

Comparativamente com o Quadro 6-3, a inclusão da atualização da componente de energia resulta em reduções de menor dimensão na fatura total para os três consumidores tipo.

⁴⁷ 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 6-4 - Fatura total anual no ano gás 2021-2022 da oferta mais competitiva de cada comercializador, com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia



Por fim, o Quadro 6-5 compara o impacte na fatura total anual da variação da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia⁴⁸, nos termos da análise do Quadro 6-4, considerando os vários comercializadores do mercado liberalizado.

Quadro 6-5 - Decomposição do impacte na fatura total das ofertas do mercado liberalizado

	Fatura total	Tarifa de Acesso às Redes	Energia	Taxas e Impostos
	<i>A + B + C</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
Consumidor 1	- 0,4%	- 0,7%	+ 0,4%	- 0,1%
Consumidor 2	- 0,5%	- 0,8%	+ 0,5%	- 0,2%
Consumidor 3	- 0,6%	- 1,0%	+ 0,5%	- 0,1%

Nota: Impactes representam médias dos valores no Quadro 6-4 para o mercado liberalizado.

O impacte tarifário na fatura total anual, que resulta da presente análise, é de uma redução para as três tipologias de consumidor. Este impacte resulta de um contributo de diminuição por via da tarifa de Acesso às Redes entre -0,7% e -1,0%, e de um contributo em sentido contrário pelo aumento da componente de energia, entre +0,3% e +0,4%. A componente das taxas e impostos resulta em média num contributo ligeiramente negativo devido aos efeitos em sentido contrário nas outras duas componentes, que servem de base para a aplicação do IVA.

⁴⁸ 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 aumentam a componente de energia em 0,38 EUR/MWh, em linha com a variação no mercado regulado.

ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de gás para 2021-2022 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
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
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 01 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 03 de abril	Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural
Regulamento n.º 356-A/2020, de 08 de abril	Aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNGN
Despacho n.º 4328-C/2020, de 08 de abril	Alteração do Despacho n.º 3547-A/2020, de 22 de março, que assegura o funcionamento das cadeias de abastecimento de bens e dos serviços públicos essenciais
Lei n.º 7/2020, de 10 de abril	Estabelece regimes excecionais e temporários de resposta à epidemia SARS-CoV-2, e procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 10-I/2020, de 26 de março, e à quarta alteração à Lei n.º 27/2007, de 30 de julho
Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril	Aprova a primeira alteração ao Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas de gás natural

Diploma	Assunto
Declaração de Retificação n.º 18/2020, de 30 de abril	Retifica a Lei n.º 7/2020, de 10 de abril, «Estabelece regimes excepcionais e temporários de resposta à epidemia SARS-CoV-2, e procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 10-I/2020, de 26 de março, e à quarta alteração à Lei n.º 27/2007, de 30 de julho»
Regulamento n.º 455/2020, de 08 de maio	Aprova a primeira alteração do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural.
Diretiva n.º 10/2020, de 08 de junho	Aprova os perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários para vigorarem no ano gás de 2020-2021
Diretiva n.º 12/2020, de 30 de junho	Aprova a atualização da tarifa de energia 2019-2020 do setor do gás natural
Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho	Aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)
Declaração de Retificação n.º 549/2020, de 11 de agosto	Retifica a Diretiva n.º 11/2020, de 25 de junho, que aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021.
Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto	Aprova o Plano Nacional do Hidrogénio
Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto	Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692
Declaração de Retificação n.º 40-C/2020, de 27 de outubro	Retifica o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692
Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro	Alarga a tarifa social de eletricidade e a tarifa social de gás natural a mais situações de insuficiência social e económica
Portaria n.º 12/2021, de 11 de janeiro	Primeira alteração à Portaria n.º 178-C/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na sua redação atual, que cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de gás natural a clientes economicamente vulneráveis, no território de Portugal continental

Diploma	Assunto
Portaria n.º 13/2021, de 12 de janeiro	Fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção de gases de origem renovável, de gases de baixo teor de carbono assim como de comercialização de gás e revoga a Portaria n.º 83/2013, de 26 de fevereiro
Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro	Aprova o incentivo para a gestão otimizada de CAE não cessados
Regulamento n.º 180/2021, de 15 de fevereiro	Aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural
Portaria n.º 55/2021, de 11 de março	Estabelece regras sobre os critérios e procedimentos de avaliação a observar na seleção e hierarquização das candidaturas aos concursos no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), e revoga a Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro
Despacho n.º 3163/2021, de 24 de março	Determina a tarifa social de fornecimento de gás natural em 2021-2022
Portaria n.º 79/2021, de 7 de abril	Define os critérios a aplicar para efeitos da distribuição pelos municípios da participação na receita do IVA cobrado nos setores do alojamento, restauração, comunicações, eletricidade, água e gás
Regulamento n.º 341/2021, de 14 de abril	Aprova o Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás e revoga o Regulamento n.º 417/2016, de 29 de abril
Diretiva n.º 6/2021, de 15 de abril	Aprova a devolução de existências e aquisição de gás de enchimento da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)
Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril	Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG)
Regulamento n.º 343/2021, de 15 de abril	Aprova o Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia dos Setores Elétrico e Gás
Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril	Aprova o Regulamento Tarifário do setor do gás e revoga o Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril
Diretiva n.º 9/2021, de 12 de maio	Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás e revoga as Diretivas n.º 18/2016, de 27 de outubro, e n.º 20/2016, de 20 de dezembro, e Anexo II da Diretiva n.º 14/2020
Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio	Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro

Diploma	Assunto
Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio	Aprova o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio
Lei n.º 29/2021, de 20 de maio	Suspensão excecional e temporária de contratos de fornecimento de serviços essenciais no contexto da pandemia da doença COVID-19

ANEXO II
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AP	Alta pressão
BdP	Banco de Portugal
bbl	Barril de petróleo
BP	Baixa pressão
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício
CE	Comissão Europeia
CEP	Centro Eletroprodutor
CESE	Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
FMI	Fundo Monetário Internacional
GL-UAG	Gestor Logístico de Unidades Autónomas de GNL
GNL	Gás Natural Liquefeito
INE	Instituto Nacional de Estatística
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MIBGAS	Mercado Ibérico do gás natural
MP	Média pressão
MPAI	Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas

SIGLAS	DEFINIÇÕES
MPGTG	Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG
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
RAB	<i>Regulatory asset base</i> (Base de Ativos Regulada): Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos – Imobilizado em Curso
RARII	Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de gás
RNTG	Rede Nacional de Transporte de gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RT	Regulamento Tarifário
SNG	Sistema Nacional de Gás
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

SIGLAS	DEFINIÇÕES
UTC	Tempo Universal Coordenado
UTRAR	Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito
VTP	Virtual Trading Point

ANEXO III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás;
- Caracterização da procura de gás no ano gás 2021-2022;
- Estrutura tarifária no ano gás 2021-2022.