

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS
PARA O ANO GÁS 2026-2027

Junho 2026

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Evolução das tarifas de gás e dos preços dos serviços regulados	2
0.2	Principais determinantes da variação tarifária.....	8
0.2.1	Procura	8
0.2.2	Proveitos permitidos e proveitos a recuperar no setor do gás.....	10
1	INTRODUÇÃO	21
2	PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS	23
2.1	Atividades reguladas	23
2.2	Proveitos para cada atividade	27
2.2.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	27
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás	28
2.2.3	Operação Logística de Mudança de Comercializador	30
2.2.4	Gestão Técnica Global do SNG	30
2.2.5	Transporte de gás	32
2.2.6	Distribuição de gás	32
2.2.7	Comercializador de último recurso grossista.....	35
2.2.8	Comercializadores de último recurso retalhistas.....	37
2.2.9	Parâmetros para a definição das tarifas	40
2.3	Compensação e transferências entre entidades reguladas	46
2.3.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	46
2.3.2	Transferência dos Comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição	47
2.3.3	Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	49
2.3.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP.....	49
2.3.3.2	Financiamento da tarifa social.....	49
2.3.4	Compensações e transferências dos CUR.....	52
2.3.5	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL.....	57
2.3.6	Transferência entre o operador de armazenamento subterrâneo e o operador da rede de transporte	58
2.3.7	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador.....	58
3	TARIFAS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2026-2027	61
3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	66

3.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL.....	66
3.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL.....	67
3.1.3	Preços do serviço de Regaseificação de GNL.....	68
3.1.4	Preços dos Serviços Agregados.....	69
3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	70
3.3	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás	72
3.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	72
3.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	74
3.3.2.1	Preços dos produtos de capacidade firme	76
3.3.2.2	Preços dos produtos de capacidade interruptível	81
3.3.2.3	Preços para produtores, clientes e operadores das redes de distribuição.....	83
3.3.2.4	Preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito.....	86
3.4	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás.....	87
3.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	87
3.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	90
3.4.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	91
3.4.3.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	92
3.4.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>.....	93
3.4.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<.....	94
3.5	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso.....	95
3.5.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	95
3.5.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	96
3.5.3	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	96
3.6	Tarifas de Acesso às Redes.....	97
3.6.1	Tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	97
3.6.2	Tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	98
3.6.3	Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	102
3.7	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	103
3.7.1	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	104
3.8	Tarifas a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo	105
3.8.1	Tarifa de Energia a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo	105

3.8.2	Tarifa de Comercialização a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo.....	106
3.8.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo.....	106
3.8.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo	107
3.9	Tarifa Social	110
3.9.1	Tarifa Social de Acesso às Redes.....	112
3.9.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	113
4	PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2026-2027	115
4.1	Preços e parâmetros dos serviços regulados previstos no RRC	116
4.1.1	Enquadramento regulamentar	116
4.1.2	Propostas apresentadas pelas empresas.....	119
4.1.3	Preços e parâmetros a vigorar no ano gás 2026-2027	121
4.1.3.1	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	123
4.1.3.2	Preço de leitura extraordinária.....	123
4.1.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás	124
4.1.3.4	Encargos de ligação de instalações com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³ , dentro da área de influência da rede de distribuição	124
4.1.3.5	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	125
4.1.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás	125
4.2	Preços e condições dos serviços regulados previstos no RT	126
4.2.1	Preço aplicável na mudança de comercializador	126
4.2.2	Preços e condições aplicáveis na prestação de serviços complementares pelo Terminal de GNL.....	128
4.3	Preços e parâmetros dos serviços regulados previstos no Regulamento da Apropriação Indevida de Energia	129
4.3.1	Enquadramento regulamentar	129
4.3.2	Propostas apresentadas pelas empresas.....	130
4.3.3	Preços e parâmetros a vigorar no ano gás 2026-2027	132
4.3.3.1	Limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia e majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência.....	133
4.3.3.2	Consumo médio anual e Desvio padrão	133
5	CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL E DE GASES DE ORIGEM RENOVÁVEL OU DE BAIXO TEOR DE CARBONO LIQUEFEITOS POR CISTERNA	135
6	ANÁLISE DE IMPACTES.....	145
6.1	Receitas a recuperar nas tarifas do setor do gás.....	146

6.2	Tarifas por atividade.....	149
6.3	Tarifas de Acesso às Redes	155
6.3.1	Evolução do preço médio	155
6.3.2	Estrutura do preço médio.....	160
6.4	Preço médio de referência de venda a clientes finais	163
6.4.1	Evolução do preço médio	163
6.4.2	Estrutura do preço médio.....	168
6.4.3	Evolução do preço médio em BP<	169
6.5	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP<	170
6.5.1	Evolução do preço médio	170
6.5.2	Estrutura do preço médio.....	171
6.6	Ofertas do mercado liberalizado em BP<.....	173
	ANEXOS	179
	ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES.....	181
	ANEXO II SIGLAS.....	185
	ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....	191

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	2
Quadro 0-2 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes	4
Quadro 0-3 - Impacte médio das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre	5
Quadro 0-4 - Variação tarifária das tarifas por atividade	6
Quadro 0-5 - Variação tarifária da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	6
Quadro 0-6 - Variação tarifária da tarifa de Comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ /ano	7
Quadro 0-7 - Balanço de energia do setor do gás para o ano gás 2026-2027	10
Quadro 0-8 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2026-2027 por atividade.....	11
Quadro 0-9 - Proveitos permitidos para o ano gás 2026-2027 por atividade.....	12
Quadro 0-10 - Deflatores do PIB.....	15
Quadro 0-11 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos.....	16
Quadro 0-12 – Taxas de remuneração dos ativos regulados.....	17
Quadro 0-13 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás	18
Quadro 0-14 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas.....	19
Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás	24
Quadro 2-2 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	27
Quadro 2-3 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL.....	28
Quadro 2-4 - Proveitos da REN Armazenagem	29
Quadro 2-5 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Armazenamento Subterrâneo	29
Quadro 2-6 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	30
Quadro 2-7 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG	31
Quadro 2-8 - Proveitos da atividade de Transporte de gás	32
Quadro 2-9 - Variação anual dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, por operador.....	33
Quadro 2-10 - 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.....	36
Quadro 2-11 - Proveitos da Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas	37
Quadro 2-12 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás de Comercializador de Último Recurso retalhista	38

Quadro 2-13 - Proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista	39
Quadro 2-14 - Parâmetros a vigorar em 2026-2027	40
Quadro 2-15 - Parâmetros dos operadores da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2026-2027 ...	45
Quadro 2-16 - Parâmetros dos comercializadores de último recurso retalhistas a vigorar no ano gás 2026-2027.....	46
Quadro 2-17 - Compensação entre os ORD no ano gás 2026-2027	47
Quadro 2-18 - Compensação entre os ORD no ano gás 2026-2027	47
Quadro 2-19 - Diferencial para o mercado a transferir, por ORD, no ano gás 2026-2027.....	48
Quadro 2-20 - Transferências do diferencial para o mercado	48
Quadro 2-21 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2026-2027.....	49
Quadro 2-22 - Descontos previstos para o ano gás 2026-2027, no âmbito da tarifa social	50
Quadro 2-23 - Repartição do financiamento do desconto decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano gás 2026-2027 e dos ajustamentos de 2024 e 2025, pelo ORT, pelos ORD, pelos CUR e pelos comercializadores de mercado	51
Quadro 2-24 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2024	52
Quadro 2-25 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2025	52
Quadro 2-26 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2026-2027...53	
Quadro 2-27 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II	54
Quadro 2-28 - Transferências relativas à UGS I	55
Quadro 2-29 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	55
Quadro 2-30 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG.....	56
Quadro 2-31 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem.....	56
Quadro 2-32 - Montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela I da UGS	57
Quadro 2-33 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL	58
Quadro 2-34 - Transferências entre o operador de Armazenamento Subterrâneo e o operador da rede de Transporte	58
Quadro 2-35 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador.....	59
Quadro 3-1 - Tarifas reguladas	62
Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de Receção de GNL	67
Quadro 3-3 - Preço da capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL	67
Quadro 3-4 - Multiplicadores do serviço de Armazenamento de GNL	67

Quadro 3-5 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade firme, aplicável às entregas à RNTG	68
Quadro 3-6 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade interruptível, aplicável às entregas à RNTG	68
Quadro 3-7 - Preço de energia do serviço de Regaseificação de GNL	69
Quadro 3-8 - Multiplicadores aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de Regaseificação de GNL	69
Quadro 3-9 - Preços do serviço carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas.....	69
Quadro 3-10 - Preços dos serviços agregados	70
Quadro 3-11 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	71
Quadro 3-12 - Multiplicadores dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	71
Quadro 3-13 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	73
Quadro 3-14 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	73
Quadro 3-15 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	74
Quadro 3-16 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema	74
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada	77
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico, com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico.....	78
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de saída	79
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, no ponto de saída para o VIP Ibérico, com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico	80
Quadro 3-21 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de interface com a rede de transporte.....	80
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos de entrada da rede de transporte	82
Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível, no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico, com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico	82
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos de saída da rede de transporte	83
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível, no ponto de saída para o VIP Ibérico, com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico.....	83
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de entrada (produtores de gás).....	84

Quadro 3-27 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de entrada (produtores de gás), com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico	85
Quadro 3-28 - 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)	85
Quadro 3-29 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição	88
Quadro 3-30 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição	89
Quadro 3-31 - Preços da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição	90
Quadro 3-32 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	91
Quadro 3-33 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP	92
Quadro 3-34 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	93
Quadro 3-35 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	93
Quadro 3-36 - Preços da tarifa de URD em BP>.....	93
Quadro 3-37 - Preços da tarifa flexível de URD em BP> (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão).....	94
Quadro 3-38 - Preços da tarifa flexível de URD em BP> (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....	94
Quadro 3-39 - Preços da tarifa de URD em BP<.....	94
Quadro 3-40 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	95
Quadro 3-41 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	96
Quadro 3-42 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	97
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade	97
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a clientes em AP.....	98
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores das redes de distribuição	98
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão	99
Quadro 3-47 - 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).....	99
Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)	99
Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano	100

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 combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)	100
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 exclusivamente mensal)	100
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	101
Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente)	103
Quadro 3-54 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	105
Quadro 3-55 - Tarifa de Energia a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo	106
Quadro 3-56 - Tarifa de Comercialização a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo	106
Quadro 3-57 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos produtores de eletricidade, no âmbito do fornecimento supletivo	107
Quadro 3-58 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Alta Pressão, no âmbito do fornecimento supletivo	108
Quadro 3-59 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Média Pressão, no âmbito do fornecimento supletivo	108
Quadro 3-60 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do fornecimento supletivo ...	108
Quadro 3-61 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar CURr, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do fornecimento supletivo.....	109
Quadro 3-62 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Baixa Pressão>, no âmbito do fornecimento supletivo.....	109
Quadro 3-63 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Baixa Pressão> (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do fornecimento supletivo ...	109
Quadro 3-64 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar CURr, aos clientes em Baixa Pressão> (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do fornecimento supletivo.....	110
Quadro 3-65 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás	112
Quadro 3-66 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	112
Quadro 3-67 - Desconto da tarifa social	113
Quadro 3-68 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais	113
Quadro 4-1 – Proposta dos operadores de rede de distribuição para os preços dos serviços regulados para 2026-2027.....	121

Quadro 4-2 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³)	123
Quadro 4-3 - Preço para o serviço de leitura extraordinária	123
Quadro 4-4 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás	124
Quadro 4-5 - Encargos de ligação de instalações com consumo anual até 10 000 m ³ , dentro da área de influência	124
Quadro 4-6 - 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	125
Quadro 4-7 - Valores de referência para custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás	125
Quadro 4-8 -Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência	126
Quadro 4-9 - Preço aplicável na mudança de comercializador	128
Quadro 4-10 - Preço aplicável na prestação de serviços complementares do Terminal de GNL.....	129
Quadro 4-11 – Consumo médio anual e desvio padrão – Floene, Sonorgás e REN Portgás	131
Quadro 4-12 – Consumo médio anual e desvio padrão – proposta 2026-2027 face a 2025-2026	132
Quadro 4-13 - Limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia e majoração em caso de reincidência.....	133
Quadro 4-14 – Consumo médio anual e desvio padrão, a aplicar por ORD.....	134
Quadro 5-1 – Valores trimestrais do parâmetro variável e termo fixo da fórmula de custo máximo ..	136
Quadro 6-1 - Receitas do setor a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2026-2027	147
Quadro 6-2 - Receitas do ORT a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2026-2027	149
Quadro 6-3 - Consumidores tipo do simulador de preços de energia da ERSE	174
Quadro 6-4- Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo	174
Quadro 6-5 - Fatura anual no ano gás 2026-2027 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes	176

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais nos últimos cinco anos gás.....	3
Figura 0-2 - Variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes nos últimos cinco anos gás.....	5
Figura 0-3 - Réditos do setor do gás	14
Figura 5-1 – Índice de preços do gasóleo simples e ajustamento do termo variável.....	138
Figura 5-2 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas	139
Figura 5-3 – Custo unitário aceite e tarifa a suportar pelos operadores	140
Figura 5-4 - Evolução do preço médio do gasóleo simples e média trimestral.....	140
Figura 6-1 - Explicitação da variação tarifária	146

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão.....	150
Figura 6-3 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	151
Figura 6-4 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	151
Figura 6-5 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	152
Figura 6-6 - 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	153
Figura 6-7 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	153
Figura 6-8 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	154
Figura 6-9 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas de energia e de comercialização	154
Figura 6-10 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente	156
Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão – Centros Eletroprodutores	157
Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão – clientes industriais	157
Figura 6-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	158
Figura 6-14 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	158
Figura 6-15 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m ³	159
Figura 6-16 - Evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em AP (CEP e Industriais) e MP, entre 2018-2019 e 2026-2027	160
Figura 6-17 - Evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em BP> e BP<, entre 2018-2019 e 2026-2027	160
Figura 6-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, com decomposição por tarifa.....	161
Figura 6-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, por tarifa.....	161
Figura 6-20 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, por variável de faturação.....	162
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	164
Figura 6-22 - Estrutura das receitas do setor do gás, no ano gás 2026-2027	164
Figura 6-23 - Estrutura das receitas do setor do gás, por nível de pressão, no ano gás 2026-2027	165
Figura 6-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores	166
Figura 6-25 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP	166
Figura 6-26 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP	167

Figura 6-27 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>	167
Figura 6-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<	168
Figura 6-29 - Estrutura do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais	168
Figura 6-30 - Evolução do preço de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2026).....	169
Figura 6-31 - Evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2026).....	170
Figura 6-32 - 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	171
Figura 6-33 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ , com decomposição por tarifa	172
Figura 6-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ , com decomposição por variável de faturação	173

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás a vigorar no ano gás 2026-2027, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu, a 31 de março de 2026, 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 2026-2027”. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 30 de abril.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos. Até 1 de junho, a ERSE elabora a decisão final sobre tarifas e preços de gás para o ano gás 2026-2027 e aprova a respetiva diretiva a publicar em Diário da República, conforme o disposto nos seus Estatutos e no Regulamento Tarifário (RT) do setor do gás.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2026-2027 das tarifas e preços de gás, dos proveitos permitidos associados às atividades reguladas e dos preços dos serviços regulados. O cálculo tarifário para este ano gás tem subjacente os proveitos permitidos calculados considerando os parâmetros contantes do documento “Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027”, publicado em junho de 2023.

Este documento é complementado por um conjunto de outros documentos que justificam os pressupostos e as decisões apresentadas e que fazem parte integrante das tarifas e preços de gás para o ano gás 2026-2027, a vigorarem entre 1 de outubro de 2026 e 30 de setembro de 2027 ¹.

Assim, os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás para o ano gás 2026-2027 são:

1. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás;
2. Caracterização da procura de gás no ano gás 2026-2027;
3. Estrutura tarifária no ano gás 2026-2027;
4. Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás.

¹ O período de vigência de aplicação das tarifas em causa 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 2026 às 05h00 UTC de 1 de outubro de 2027, nos termos do Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março de 2017.

A documentação inclui, ainda, um processo de consulta prévia relativamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte ², em antecipação da consulta periódica, nos termos do artigo 26.º do Código de Rede de Tarifas ³, que deverá ser lançada no segundo semestre do ano 2026.

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE GÁS E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No ano gás 2026-2027, nos termos do regime jurídico das bases de organização do Setor Nacional de Gás (SNG) ⁴, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (doravante “tarifas transitórias”) apenas se aplicam aos fornecimentos em baixa pressão para clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<) ⁵. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em alta pressão (AP), média pressão (MP) e baixa pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³ (BP>) encontram-se extintas ⁶.

A variação das tarifas transitórias para clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorar a partir de 1 de outubro de 2026, corresponde a um acréscimo de +6,4%, face aos valores do ano gás anterior.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2026-2027/2025-2026
Consumo ≤ 10 000 m ³ /ano	+6,4%

² Ver a secção 5.2 do documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027».

³ [Regulamento \(UE\) 2017/460 da Comissão](#), de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

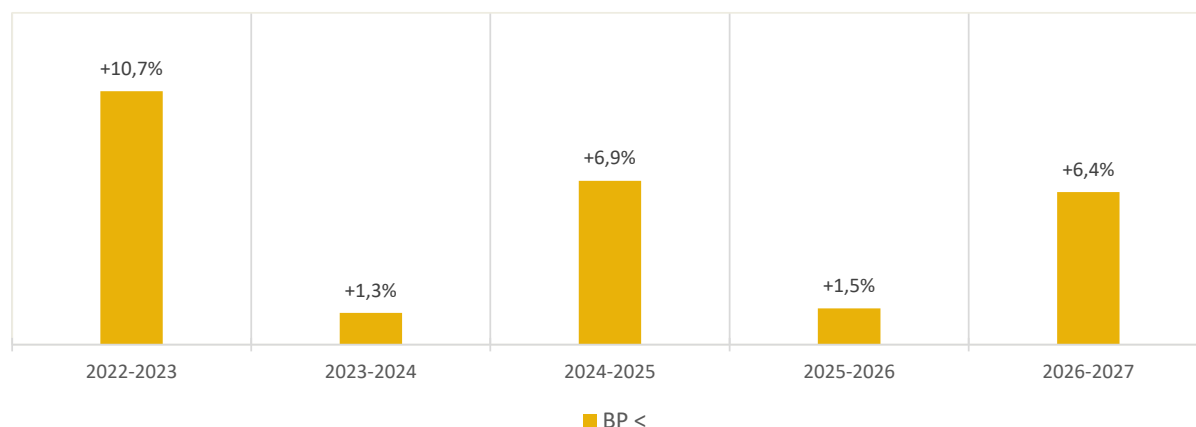
⁴ [Decreto-Lei n.º 62/2020](#), de 28 de agosto, na redação vigente, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692.

⁵ Nos termos da [Portaria n.º 121-B/2025/1](#), de 20 de março, que prorroga a data relativa à obrigatoriedade de fornecimento de gás natural pelos comercializadores de último recurso, a extinção das tarifas transitórias para clientes em BP< ocorre em 31 de dezembro de 2027.

⁶ Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam no comercializador de último recurso, nas circunstâncias regulamentarmente previstas, são fornecidos através da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo.

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias para estes clientes, entre os anos gás 2022-2023 e 2026-2027. Os preços de venda a clientes finais do mercado regulado observarão, em cinco anos, uma variação média anual de +5,3% no preço final.

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais nos últimos cinco anos gás



TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Nos termos da legislação em vigor, a ERSE aprova as tarifas sociais de Venda a Clientes Finais, as quais se aplicam aos clientes finais economicamente vulneráveis⁷. Para estas tarifas, no ano gás 2026-2027, aplica-se um desconto social de 31,2% face à tarifa transitória⁸, igual ao do ano gás anterior, com valores unitários do desconto iguais para clientes nos mercados regulado e livre, uma vez que o desconto é repercutido através da tarifa social de Acesso às Redes.

⁷ Nos termos do [Decreto-Lei n.º 101/2011](#), de 30 de setembro, na redação vigente, as tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, do rendimento social de inserção, do subsídio de desemprego, do 1.º escalão do abono de família, da pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez e do complemento da prestação social para a inclusão. 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.

⁸ O valor percentual do desconto social é aprovado anualmente por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Para o ano gás 2026-2027, foi fixado um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural, excluído o imposto sobre o valor acrescentado (IVA), demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis, idêntico aos anos anteriores, através do [Despacho n.º 4240-B/2026](#), de 31 de março.

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Em regime de mercado, os preços de venda a clientes finais são livremente negociados entre as partes. Estes preços incluem as tarifas de Acesso às Redes aprovadas pela ERSE e os preços de energia negociados entre os clientes e os comercializadores, que incorporam a respetiva margem de comercialização.

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição e com a gestão global do sistema.

A variação das tarifas de Acesso às Redes, a vigorar a partir de 1 de outubro de 2026, consta do quadro seguinte, com um acréscimo de +5,2% para os fornecimentos em AP e um acréscimo de +0,7% para os fornecimentos em MP e BP>. Para os fornecimentos em BP<, as tarifas de Acesso às Redes apresentam um acréscimo de +2,2%.

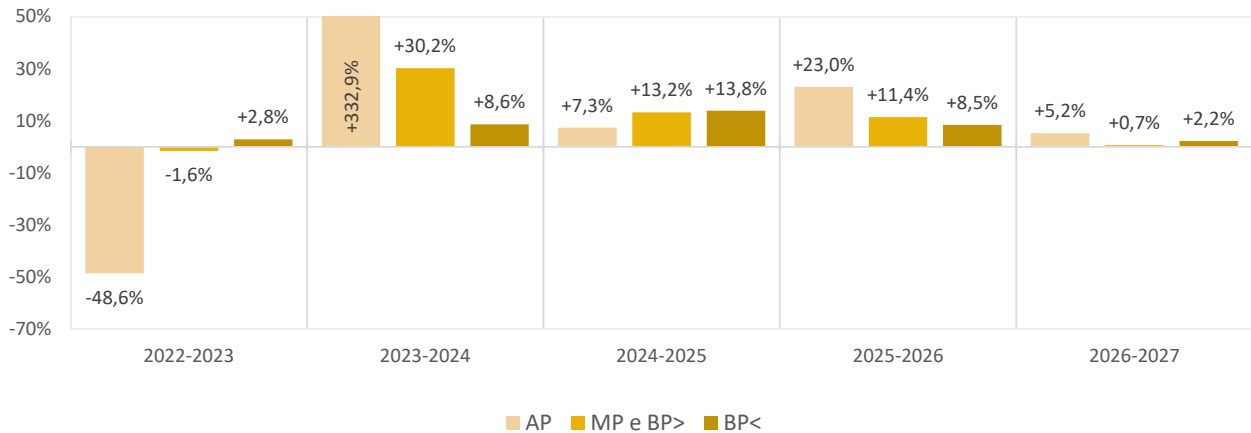
Quadro 0-2 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2026-2027/2025-2026
Cientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	+5,2%
Cientes em MP e BP> (> 10 000 m ³ /ano)	+0,7%
Cientes em BP< (< 10 000 m ³ /ano)	+2,2%

(*) O limiar de consumo é indicativo

A Figura 0-2 ilustra as variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes, entre os anos gás 2022-2023 e 2026-2027, para os diferentes níveis de pressão. Assim, as variações nas tarifas de Acesso às Redes evidenciam, em 5 anos, um acréscimo médio anual de +25,3% em AP, de +10,2% em MP e BP>, e de +7,1% em BP< (essencialmente clientes domésticos).

Figura 0-2 - Variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes nos últimos cinco anos gás



Nota: Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 50% na parte positiva.

IMPACTE DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES 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, antes de taxas e impostos, do mercado livre. O impacte estimado corresponde a um acréscimo de +0,2% para os fornecimentos em AP e a um acréscimo de +0,1% para os fornecimentos em MP e BP>. Para os fornecimentos em BP<, o impacte médio da variação das tarifas de Acesso às Redes nos preços de venda a clientes finais do mercado livre corresponde a um aumento de +1,3%.

Quadro 0-3 - Impacte médio das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre

Impacte médio das tarifas de Acesso às Redes nos preços do Mercado Livre	Impacte tarifário 2026-2027/2025-2026
Cientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	+0,2%
Cientes em MP e BP> (> 10 000 m ³ /ano)	+0,1%
Cientes em BP< (< 10 000 m ³ /ano)	+1,3%

(*) O limiar de consumo é indicativo

TARIFAS POR ATIVIDADE

No Quadro 0-4 apresenta-se a variação tarifária das tarifas de uso das infraestruturas de AP (Terminal de gás natural liquefeito (GNL) e Armazenamento Subterrâneo). Estas tarifas são diretamente aplicáveis aos

agentes de mercado que contratam a utilização destas infraestruturas para introduzir e gerir o gás que é colocado no SNG.

O mesmo quadro apresenta, também, a variação das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição de gás e da tarifa de Uso Global do Sistema, que são parte integrante das tarifas de Acesso às Redes apresentadas anteriormente ⁹.

Quadro 0-4 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2026-2027/2025-2026
Infraestruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-10,8%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-10,8%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	+6,4%
Tarifa de Uso Global do Sistema	+7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	+2,4%

A variação da tarifa de Energia para clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorar a partir de 1 de outubro de 2026, corresponde a uma variação de +16,6%, face aos valores do ano gás anterior.

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

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2026-2027/2025-2026
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	+16,6%

⁹ No caso das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso Global do Sistema, as variações tarifárias no Quadro 0-4 estão no referencial do Operador da Rede de Transporte. As mesmas tarifas, quando aplicadas no referencial dos Operadores das Redes de Distribuição, assumem variações tarifárias distintas, pelo facto de existirem ajustamentos de faturação entre os operadores do transporte e da distribuição, e por a aplicação destas tarifas estar limitada aos clientes ligados à distribuição.

No Quadro 0-6 apresenta-se a variação da tarifa de Comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, que corresponde a um aumento de +4,4%, face aos valores do ano gás anterior.

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

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2026-2027/2025-2026
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m ³ /ano	+4,4%

As tarifas de Energia e de Comercialização, juntamente com as tarifas de Acesso às Redes, determinam a variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, apresentada anteriormente.

PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS E OUTROS SERVIÇOS

Nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), a ERSE aprova anualmente, os preços do serviço de leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora, dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás, dos encargos com a rede a construir, assim como os 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 e os valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.

Considerando as propostas submetidas à ERSE pelos operadores das redes e comercializadores de último recurso, são fixados, para o ano gás 2026-2027, os seguintes preços dos serviços regulados previstos no RRC:

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações face ao ano gás anterior.
- Os preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção do fornecimento de gás registam variações de +10,0%, procurando recuperar parcialmente o custo efetivamente incorrido.
- O preço do serviço de restabelecimento do fornecimento de gás realizado em dia útil das 8h às 18h não regista alterações.

- O preço do serviço de restabelecimento do fornecimento de gás realizado em dia útil das 18h às 24h e nos restantes dias, bem como do adicional para restabelecimento urgente do fornecimento, dos encargos com a rede a construir e dos valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes registam variações de +2,3%, em linha com o valor apurado pelo Instituto Nacional de Estatística para o índice de Preços no Consumidor de 2025.

Nos termos estabelecidos no RT, a ERSE aprova, anualmente, o preço regulado aplicável às mudanças de comercializador, que regista uma variação de -18,2% face ao preço aprovado para o ano gás anterior. Ainda no âmbito do RT, os preços aplicáveis na prestação de serviços complementares pelo operador do terminal de GNL registam uma variação de -11,2%, face aos preços aprovados no ano gás anterior.

Considerando as propostas submetidas à ERSE pelos operadores das redes e comercializadores de último recurso, e quanto ao Regulamento da Apropriação Indevida de Energia (RAIE), o montante limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia varia +2,3%, mantendo-se a percentagem de majoração em caso de reincidência. Aprovam-se ainda os valores de consumo médio anual e de desvio padrão, por operador de rede de distribuição, para efeitos da determinação do valor de indemnização em caso de apropriação indevida de energia.

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO TARIFÁRIA

0.2.1 PROCURA

O consumo de gás das centrais de ciclo combinado a gás (CCG) está intrinsecamente ligado ao funcionamento do mercado elétrico, nomeadamente ao *mix* de produção que satisfaz o consumo de energia elétrica. Verifica-se uma tendência estrutural de redução do funcionamento das centrais CCG, devido à maior incorporação de fontes de energia renovável no *mix* de produção, em particular a produção solar fotovoltaica. No entanto, esta tendência deverá estar condicionada, pelo menos no médio prazo, por uma operação reforçada na gestão do sistema elétrico na sequência do apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025, que consiste em ter sempre em funcionamento as centrais CCG.

Neste contexto, a previsão da ERSE para o ano gás 2026-2027 do consumo de gás das centrais CCG, exceto a Tapada do Outeiro, pressupõe um funcionamento médio próximo de 2 300 horas. O consumo da Tapada

do Outeiro continua condicionado pelo regime de salvaguarda de segurança de abastecimento, até 31 de dezembro de 2026.

Neste sentido, a previsão da ERSE para o consumo de gás das centrais CCG no ano gás 2026-2027 é de 13,860 TWh. Em relação ao valor considerado nas tarifas para o ano gás 2025-2026 (8,855 TWh), o valor estimado agora pela ERSE para t-1 é 54,9% superior (13,713 TWh).

No segmento dos clientes industriais abastecidos pela rede nacional de transporte de gás (RNTG) e nas unidades autónomas de gás (UAG) propriedade de clientes, a ERSE adota as previsões de consumo de energia do Operador da Rede de Transporte (ORT) para o ano gás 2026-2027, de 9,2 TWh para os clientes industriais e de 1,0 TWh para as UAG propriedade de clientes. No total, estas previsões correspondem a um decréscimo de -9,2% face ao previsto em tarifas no ano gás 2025-2026.

Para o segmento dos clientes abastecidos pela rede nacional de distribuição de gás (RNDG), a ERSE considera o número de pontos de abastecimento previstos pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) para o ano gás 2026-2027, para os clientes ligados em MP e BP. No que se refere ao fornecimento de energia, foram igualmente aceites as previsões das empresas exceto no caso da Sonorgás, para a qual se considerou um aumento dos consumos mais moderado do que o proposto, tendo em conta os dados mais atuais. Assim, para o ano gás 2026-2027, o valor adotado pela ERSE é de 20,35 TWh, o que representa uma diminuição de -4,8% em relação ao valor previsto em tarifas no ano gás 2025-2026 (21,38 TWh).

Para os níveis de pressão MP e BP>, a previsão das quotas de mercado dos fornecimentos pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) teve como base a informação enviada pelas empresas. Para o nível de pressão BP<, a previsão das quotas de mercado teve como base a informação mais recente analisada pela ERSE.

Preveem-se as seguintes quotas em mercado livre, para o ano gás 2026-2027:

- 100% para clientes ligados em MP, em energia e em número de clientes.
- 97,1% (energia) e 92,1% (número de clientes), para clientes ligados em BP> em termos globais.
- 64,6% (energia) e 72,6% (número de clientes), para os clientes em BP< em termos globais.

O balanço de gás para o ano gás 2026-2027, que esteve na base da definição dos proveitos permitidos e das tarifas dos vários operadores, é apresentado no Quadro 0-7, evidenciando os fluxos de energia no SNG.

Quadro 0-7 - Balanço de energia do setor do gás para o ano gás 2026-2027

Unidades: GWh

	Entradas na RNTG	
1=1.1+1.2	1 Importação (Interligações internacionais)	1 789
	1.1 Campo Maior	1 789
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	45 627
	2.1 Injeções RNT	43 532
	2.2 Cisterna	2 094
	3 Extrações do Arm. Subterrâneo	1 793
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNG	49 208
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTG	47 114
	Saídas da RNTG	
	6 Exportação (Interligações internacionais)	2 598
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	1 793
	8 Centros eletroprodutores	13 860
	9 Clientes industriais em AP	9 233
	10 Redes de distribuição (interligadas)	19 587
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTG	47 071
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTG	43
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTG	42 680
15=11+12+13+15.1+15.2+17	15 Total das Saídas no SNG	49 208
	15.1 UAG Propriedade de clientes	976
	15.2 Exportação por cisterna	311
	Entradas na RNDG	
16=10	16 Redes interligadas	19 587
	17 Redes abastecidas por UAG	807
18=16+17	18 Total de entradas na RNDG	20 393
	Saídas da RNDG	
	19 Clientes em MP	12 797
	20 Clientes em BP	7 557
	21 Perdas e autoconsumos na RNDG	40
22=19+20+21	22 Total de saídas da RNDG (inclui perdas)	20 393

Nota: Os volumes de Gases de Origem Renovável (GOR) previstos para o ano gás 2026-2027 não estão detalhados neste balanço.

Nos documentos «Caracterização da procura de gás para o ano gás 2026-2027» e «Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das Empresas Reguladas do setor do gás», encontram-se detalhados os pressupostos sobre a procura de gás considerada para efeitos tarifários.

0.2.2 PROVEITOS PERMITIDOS E PROVEITOS A RECUPERAR NO SETOR DO GÁS

O Quadro 0-8 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2026-2027, por atividade.

Quadro 0-8 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2026-2027 por atividade

		Unidade: 10 ⁷ EUR		Variação	
		Proveitos a recuperar Tarifas 2026-2027	Proveitos a recuperar Tarifas 2025-2026		
Proveitos do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL		22 612	24 786	-2 174	-8,8%
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás		17 837	21 077	-3 240	-15,4%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás		121 646	103 827	17 819	17,2%
Proveitos da atividade de Transporte de gás		83 884	70 657	13 227	18,7%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		33 290	29 460	3 830	13,0%
<i>dos quais referente aos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador</i>		242	297	-55	-18,5%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		4 472	3 709	763	20,6%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás		281 137	287 308	-6 170	-2,1%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		12 647	12 376	271	2,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		15 269	15 200		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS		-591	-98		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II- da tarifa de UGS		2 221	1 773	448	25,3%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II- da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		2 423	1 993		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II- da tarifa de UGS		203	220		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		67	-68	135	198,8%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		563	445		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS		496	513		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		17 064	21 658	-4 595	-21,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		17 511	18 072		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT		448	-3 587		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás		249 140	251 569	-2 429	-1,0%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista		32 963	28 951	4 012	13,9%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		32 660	28 951	3 708	12,8%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gases de origem renovável p/ forn. CUR		303	0	303	
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		107 364	102 135	5 228	5,1%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas					
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		32 963	28 951	4 012	13,9%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		60 342	59 524	817	1,4%
Proveitos da função de Comercialização		14 059	13 660	400	2,9%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]+[h]+[i]+[j]		457 702	446 823	10 879	2,4%

Notas:

Não são incluídos no total dos proveitos a recuperar, os 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 e Transporte, do ORD para os ORD.

Também não são incluídos no total dos proveitos a recuperar os proveitos dos CUR decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, de URT e de URD, uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos da atividade de UGS, URT e URD, dos ORD para os CUR.

Os proveitos a recuperar pelo ORD por aplicação da parcela I da tarifa de UGS consideram o desconto da tarifa social.

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

Quadro 0-9 - Proveitos permitidos para o ano gás 2026-2027 por atividade

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos Permitidos 2026-2027
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	25 624
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	14 825
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	100 604
Proveitos da atividade de Transporte de gás		81 825
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		18 780
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		0
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e agregador	[d]	484
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás	[e]	255 938
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		591
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-203
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-496
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		-448
Proveitos da atividade de Distribuição de gás		256 493
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	36 866
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		36 562
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gases de origem renovável p/ forn. CUR		303
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		114 847
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		33 532
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		60 342
Proveitos da função de Comercialização	[g]	20 974
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]		455 316

Nota: Os proveitos permitidos do OLMCA são recuperados por aplicação de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários e, complementarmente, os gastos não recuperados por estas receitas deverão ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS. No ano gás 2026-2027 considera-se que 50% dos proveitos do OLMCA serão recuperados através da tarifa de UGS I.

As diferenças entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar resultam de: i) atividades que faturam tarifas para recuperação de proveitos permitidos de outras atividades; ii) proveitos permitidos de atividade, cuja recuperação é faseada; iii) transferências entre atividades no âmbito do mecanismo de mitigação dos ajustamentos.

A evolução que se verifica nos proveitos permitidos no ano gás 2026-2027 face ao ano gás anterior, decorre essencialmente do seguinte:

- aumento dos proveitos da atividade de transporte por efeito do ajustamento de s-2 que representa um valor significativo a devolver à empresa;
- acréscimo do custo unitário do gás natural;

- em sentido oposto aos dois pontos anteriores, redução dos proveitos dos ORD, devido à diminuição do valor do ajustamento de s-2 a devolver às empresas.

Refira-se que a diminuição do valor do ajustamento referido no ponto anterior decorre, por sua vez, da redução, em 2024 face a 2023, do desvio de previsão das quantidades veiculadas na rede de distribuição, relativamente aos valores efetivamente ocorridos. O efeito deste desvio foi apenas parcialmente anulado pelo aumento do CAPEX¹⁰.

Para a mitigação do impacte de variação dos ajustamentos, não foram considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2026-2027 os ajustamentos provisórios de 2025 (s-1), que ascendem a 29 milhões de euros a favor das empresas¹¹. Estes ajustamentos, embora provisórios, foram calculados com dados de vários meses ocorridos de 2025, pelo que existe uma probabilidade elevada que se concretizem como ajustamentos definitivos da mesma ordem de grandeza, que deverão ser considerados nas tarifas do ano gás 2027-2028.

No que se refere aos custos unitários de aprovisionamento dos CUR que suportam a tarifa de energia, os valores agora considerados estão acima dos que suportam a tarifa aplicada no ano gás 2025-2026. Contudo, a evolução do setor energético continua a estar envolto num contexto de incerteza decorrente, entre outros fatores, dos efeitos dos conflitos armados e do seu prolongamento no tempo, em especial o recente novo conflito no Médio Oriente, com impacto nos mercados de *commodities*, dificultando os exercícios de previsão e análise dos mercados.

Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás” e de “Caracterização da procura de gás no ano gás 2026-2027”.

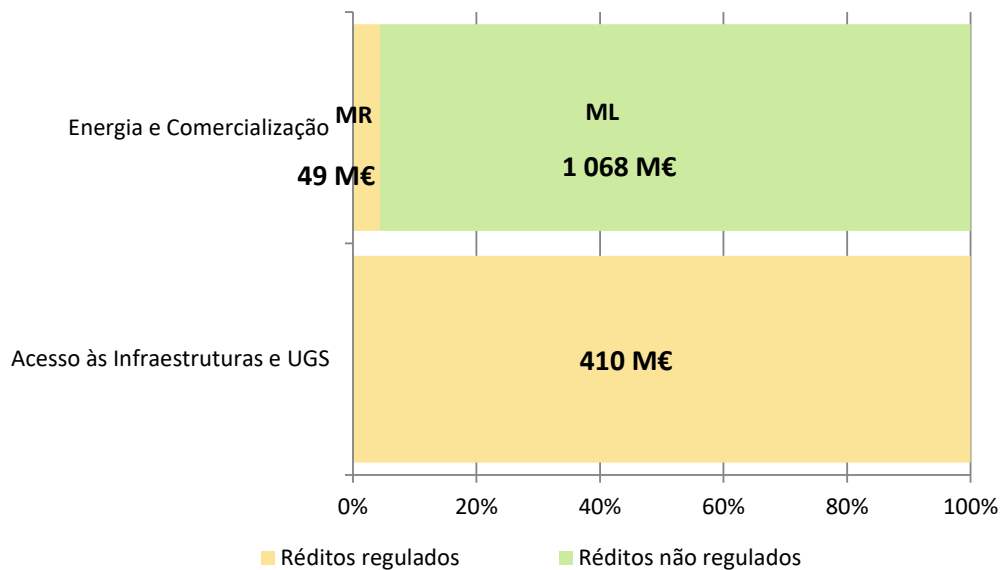
A Figura 0-3 apresenta o montante de proveitos regulados no setor do gás em Portugal e o seu peso relativo nos réditos totais do setor, que se estima corresponderá no ano gás 2026-2027 a 1 528¹² milhões de euros.

¹⁰ CAPEX, Capital Expenditure, proveitos resultantes da soma da remuneração do ativo, líquido das amortizações e subsídios, e das amortizações.

¹¹ Estes ajustamentos decorrerão, principalmente, de desvios de faturação e do contexto macroeconómico, com impacto nas *yields* das Obrigações do Tesouro, que é uma variável relevante no cálculo dos proveitos permitidos.

¹² Sendo este valor estimado tendo por base os custos das atividades reguladas do ano gás 2026-2027, isto é, as atividades associadas aos acessos às infraestruturas em alta, média e baixa pressão, e as atividades dos comercializadores de último recurso.

Figura 0-3 - Réditos do setor do gás



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 CUR associados à compra de gás e à atividade de comercialização e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

A componente de custos com a energia considerada nesta estimativa, isto é, com a aquisição de gás natural, é calculada com base nos custos unitários de aquisição previstos para os CUR. Este custo unitário previsto para os CUR, que é significativamente mais baixo do que os preços praticados nos mercados grossistas europeus atualmente, teve em conta o (último) contrato de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay* ainda em vigor, com a Nigéria, que assegura a compra de gás natural (liquefeito) para fornecimento da atividade regulada do Comercializador de Último Recurso Grossista (CURg), que, por sua vez, o revende aos CUR retalhistas.

Deste modo, os réditos apresentados nesta figura são um minorante dos réditos totais associados ao setor do gás.

Este tema encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás”, que acompanha este documento.

PRESSUPOSTOS ECONÓMICOS E FINANCEIROS

Os valores de índice de preços implícito no produto interno bruto (IPIB) adotados pela ERSE entre 2023 e 2027, para a atualização de custos no cálculo dos proveitos permitidos, são apresentados no Quadro 0-10. A taxa de variação do IPIB para 2023, aplicada no cálculo dos ajustamentos definitivos de 2023, foi fechada, de acordo com a publicação das contas nacionais trimestrais do INE de 27 de fevereiro de 2026, em 7,5%. Os valores do IPIB de 2024 (4,9%) e 2025 (3,9%) correspondem também aos dados mais recentes do INE, de fevereiro de 2026. A taxa de variação do IPIB adotada pela ERSE para 2026 é de 2,8% e corresponde à previsão de primavera da Comissão Europeia. Estes valores encontram-se próximos do intervalo apresentado pelas empresas, e consideram-se representativos das atuais condições macroeconómicas.

A desaceleração do crescimento dos preços que se tem vindo a verificar desde 2024, reflexo das condições financeiras mais restritas, permitiu que a taxa de inflação, dada pelo índice de preços no consumidor, se situasse, em 2025, perto da meta de 2% do Banco Central Europeu. No entanto, face aos atuais conflitos geopolíticos e tensões comerciais, perspetiva-se um aumento no crescimento do nível de preços no curto prazo. Este tema encontra-se desenvolvido com maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás”, bem como nos boletins trimestrais de indicadores financeiros publicados pela ERSE¹³.

Quadro 0-10 - Deflatores do PIB

Unidade: %

2023 - Final	2024 - Estimado	2025 - Estimado	2026 - Previsional
7,5	4,9	3,9	2,8

Fontes: INE- Contas Nacionais Trimestrais, fevereiro 2026; CE - Previsões económicas de primavera, maio de 2026

Relativamente às taxas de juro, o RT em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Assim, apresenta-se, no Quadro 0-11, por tipo de ajustamento, a taxa de juro e o *spread* aplicado.

¹³ [ERSE - Boletins de Indicadores Financeiros.](#)

Quadro 0-11 - Taxas e *spreads* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos

		Unidade:%	
		2024	2025
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	3,274%	-
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0,500%	-
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	-	2,222%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	-	0,500%

Fontes: ERSE, Bloomberg.

A definição do valor do *spread* para s-1 (2025) teve em conta as condições de financiamento das empresas e o contexto macroeconómico onde desenvolvem as atividades reguladas. A fundamentação encontra-se com maior detalhe no ponto 2.3 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás”.

O Quadro 0-12 apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos. Atualmente, verifica-se que os conflitos geopolíticos e tensões comerciais, com impacto principalmente nos preços do gás natural e do petróleo (Brent), estão também a pressionar em alta as *yields* das OT. Deste modo, o custo de capital para 2026 está com tendência crescente face ao valor definitivo de 2025¹⁴.

¹⁴ Os documentos “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023” e “Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027” apresentam em detalhe os cálculos, e respetivas justificações para as taxas de remuneração dos ativos regulados. O documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás”, bem como o boletim trimestral de indicadores financeiros da ERSE, apresentam com maior detalhe a evolução das variáveis monetárias que determinam o custo de capital.

Quadro 0-12 – Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2024	Taxa 2025	Taxa estimada 2026	Taxa prevista 2027
Alta Pressão	5,24%	5,27%	5,34%	5,34%
Média e Baixa Pressão	5,64%	5,67%	5,74%	5,74%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	1,85%	1,85%	1,85%	1,85%

Fonte: ERSE, Banco de Portugal (BdP)

CUSTO DE AQUISIÇÃO DE GÁS

No custo de aquisição de gás, para além do custo de aquisição do gás natural e dos gases de origem renovável e de baixo teor de carbono (GOR), encontram-se ainda internalizados os designados “Outros custos”, que contemplam (i) a utilização das infraestruturas de gás (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás e Transporte de gás), (ii) os custos associados à imobilização de gás em reservas estratégicas e obrigatórias, (iii) os encargos de neutralidade e (iv) 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 RT em vigor e no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG. Os valores considerados para o custo unitário de aquisição do gás natural, dos GOR e dos “Outros custos” são apresentados no Quadro 0-13.

Com base na informação atualmente à disposição, em particular os preços dos futuros do *Brent* e do MIBGAS, e incorporando a previsão dos custos com a aquisição dos GOR para fornecimento aos CUR, a serem valorizados aos preços de referência diários do MIBGAS, o custo unitário médio anual de aquisição do gás considerado para o cálculo dos proveitos de 2026 e 2027 é de: i) 2,318 cent€/kWh, para 2026 e de ii) 2,294 cent€/kWh, para 2027, ambos considerados à saída da RNT e com efeito dos GOR¹⁵. É de salientar que o custo unitário médio definido no cálculo dos proveitos de 2025-2026 (ainda sem efeito de aquisição do GOR) foi de 2,03 cent€/kWh.

¹⁵ Valores determinados à saída da rede de transporte, sem custos de ATR nem encargos de neutralidade, considerando a média simples dos quatro trimestres de cada ano civil.

Quadro 0-13 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás

(Custo unitário à saída da rede de transporte)	2026-2027	2026	2027
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,17070	0,17070	0,17070
Encargos de neutralidade (cent€/kWh)	0,00000	0,00000	0,00000
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	2,11672	2,12798	2,10547
Custo unitário de funcionamento do CURg, cent€/kWh)	0,00492	0,00485	0,00499
Custo GN (Incluindo custos de ATR, custos de funcionamento e encargos de neutralidade, cent€/kWh)	2,29234	2,30353	2,28116
Custo unitário GOR (inclui custos de funcionamento, cent€/kWh)	4,97358	5,71052	4,45584
Custo unitário GN + GOR (Incluindo custos de ATR, custos de funcionamento e encargos de neutralidade, cent€/kWh)	2,30579	2,31780	2,29377

Nota: Na componente de encargos de neutralidade, face à reduzida materialidade e à dificuldade em estimar esta rubrica, a ERSE optou por não incluir um valor previsto, aceitando posteriormente, em sede de ajustamentos, o valor real apurado. O custo unitário do ano gás é a média simples dos valores trimestrais dos anos civis completos. No cálculo do custo do gás nos proveitos, são considerados os preços e quantidades de cada trimestre.

Sublinhe-se que o ataque lançado no passado dia 28 de fevereiro pelos Estados Unidos da América e por Israel contra o Irão conduziu a um cessar-fogo condicional entre os Estados Unidos e o Irão, anunciado a 8 de abril de 2026 e atualmente em renegociação. Não obstante o cessar-fogo, o Estreito de Ormuz, principal ponto de passagem para o comércio marítimo de petróleo e gás natural a nível mundial, mantém-se ainda com tráfego significativamente reduzido. Este cenário aumenta a complexidade do exercício de previsão dos preços do petróleo e, conseqüentemente, do gás natural para os CUR.

Neste contexto, a ERSE irá acompanhar de perto a evolução das condições de mercado e dos desenvolvimentos geopolíticos no período que antecede a entrada em vigor das tarifas de gás, a 1 de outubro de 2026, avaliando a necessidade de rever as previsões aqui apresentadas.

Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 2.4 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás”.

PARÂMETROS E MECANISMOS

Os proveitos para o ano gás 2026-2027 são calculados tendo em conta os parâmetros definidos para o período de regulação 2024-2027, cuja fundamentação se encontra no documento “Parâmetros de Regulação para o período de 2024 a 2027”, publicado em junho de 2023. Nesse contexto, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as metas de eficiência a aplicar no novo período de regulação,

as bases de custos de exploração¹⁶ sobre as quais incidem as metas de eficiência e que, nas suas parcelas variáveis, evoluem consoante os indutores de custo.

O Quadro 0-14 resume os fatores de eficiência aplicados às atividades reguladas por incentivos ao longo do período de regulação 2020-2023¹⁷ e os fatores de eficiência a aplicar no período de regulação 2024-2027.

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

Atividade	Metas de eficiência Período de regulação 2020-2023	Metas de eficiência Período de regulação 2024-2027
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%	1,0% a 1,5%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%	1,5%
Transporte	3,0%	2,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%	1,5%
Distribuição	2,0% a 5,0%	1,5% a 4,5%
Comercialização	2,0%	1,0%

Em paralelo à aplicação das metodologias de regulação e dos parâmetros definidos para cada ano, o cálculo dos proveitos permitidos está ainda influenciado por outros mecanismos que atuam no nível da volatilidade tarifária.

Enumeram-se de seguida os mecanismos existentes.

– ***Mecanismos com vista ao controlo dos impactes tarifários decorrentes de fatores exógenos***

Para controlar os efeitos de fatores exógenos não diretamente controláveis, tais como a volatilidade da procura, na evolução tarifária e na sustentabilidade económica das infraestruturas de gás, foram 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

¹⁶ As bases de custos correspondem aos proveitos permitidos associados aos gastos de exploração.

¹⁷ O documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023” apresenta em detalhe os fundamentos e os cálculos dos fatores de eficiência aplicados em 2023.

de gás. Estes mecanismos são apresentados e desenvolvidos no ponto 2.5 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás”.

– ***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 retalhistas

O processo de liberalização provocou uma rápida diminuição do volume de vendas dos CUR, dificilmente acompanhável por uma revisão da estrutura de gastos desses comercializadores. Os desvios nas tarifas transitórias seriam desproporcionados se fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores e os gastos 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 UGS, que é paga por todos os consumidores.

B) Sustentabilidade dos mercados livre e regulado

De modo a assegurar que a transição dos clientes dos CUR para o mercado livre 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 eletroprodutores (centrais CCG).

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário do Setor do Gás, a ERSE submeteu, a 31 de março de 2026, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e às empresas reguladas, para comentários, as “Tarifas e preços de gás para o ano gás 2026-2027”. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 30 de abril. O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2026-2027 têm em consideração os custos e investimentos reais aceites pela ERSE do ano de 2024, os estimados para o ano 2025 e os previsionais dos anos de 2026 e de 2027 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, 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 que diz respeito à estrutura do presente documento, para além do sumário executivo, descrevem-se:

- no capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2026-2027;
- no capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás por atividade, para vigorarem no ano gás 2026-2027, de acordo com o Regulamento Tarifário;

- no capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás, para vigorarem no ano gás 2026-2027, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento da Apropriação Indevida de Energia e o Regulamento Tarifário do Setor do Gás;
- 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

Neste capítulo apresentam-se, para todas as atividades reguladas, os proveitos permitidos para o ano gás 2026-2027 aos quais se aplicam os parâmetros definidos para o período regulatório 2024-2027 que se iniciou a 1 de janeiro de 2024.

O cálculo dos proveitos permitidos foi determinado tendo em conta os documentos complementares «Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás», «Caracterização da procura de gás no ano gás 2026-2027» e «Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do setor do gás». As metodologias de regulação aplicáveis às atividades reguladas dos operadores do SNG são descritas em detalhe no documento «Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027», publicado em junho de 2023, onde estão fundamentadas as decisões tomadas pela ERSE relativamente aos parâmetros a aplicar no período de regulação de 2024 a 2027.

2.1 ATIVIDADES REGULADAS

Seguidamente, apresenta-se uma síntese para cada empresa regulada do setor do gás: i) das metodologias de regulação aplicadas nas suas respetivas atividades reguladas, ii) dos principais gastos sujeitos a regulação, iii) dos parâmetros em vigor, e iv) das tarifas que recuperam os proveitos, para o período de regulação que se iniciou a 1 de janeiro de 2024.

Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais gastos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2024 a 2027	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) Pass-through ao nível dos custos com os acessos, mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade, impostos e taxas, associados à aquisição de energia c) 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 1% ao ano para a variação dos custos de eletricidade Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação das rúbricas do OPEX Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)
REN Armazenagem, SA Armazenamento Subterrâneo de gás	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 1,5% 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 e de Agregador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por TOTEX Ajustamentos ao fim de 2 anos	OPEX e CAPEX	Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação do TOTEX Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Modelo híbrido com recuperação por preço e suplementarmente através da tarifa de Uso Global do Sistema

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais gastos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2024 a 2027	Recuperação de proveitos
REN Gásodutos, 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 desvíos de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	Fator de eficiência de 2% para a variação do OPEX Custos com transporte de GNL por rodovia para UAG's - custos de referência Base de ativos a custos históricos ² Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às yields das OT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
	Gestão Técnica Global do SNG	OPEX a) Regulação por incentivos (Revenue Cap) b) Gastos <i>pass-through</i> fora de metas de eficiência c) 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	Custos da gestão técnica global do SNG Plano de Promoção da Eficiência no Consumo Custos da atividade de OLMC recuperados pela tarifa 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 Montante de créditos a devolver aos consumidores pelos CURr Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP	Fator de eficiência de 1,5% para a variação da componente de custos controláveis do OPEX Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às yields das OT	Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I
		Custos com transporte de GNL por rodovia para UAG's - custos de referência	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados Medidas de sustentabilidade do SNG Custos do gestor logístico das UAG Outros montantes a devolver aos consumidores Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTG		Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II
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 Custos funcionamento Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados		Tarifa de Energia

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais gastos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2024 a 2027	Recuperação de proveitos
6 empresas concessionárias ¹ 5 empresas licenciadas ² 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 1,5% e 4,5% 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 Sobreproveito		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
6 empresas concessionárias ¹ 5 empresas licenciadas ² 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			Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição
	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	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras, Taxa de remuneração do ativo fixo do ORD indexada às <i>yields</i> das OT Fator de eficiência de 1% ao ano para a variação da componente de custos controláveis do OPEX	Tarifa de Comercialização

OPEX – Do inglês *Operational Expenditure*, que corresponde aos gastos de exploração com exceção das amortizações do ativo líquido, que são referidos no RT em vigor como custos de exploração.

CAPEX – Do inglês *Capital Expenditure*, que corresponde à remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios, adicionada da amortização desse ativo.

1. Opcional.
2. Na regulação da base de ativos a custos históricos considera-se a remuneração e a amortização do exercício (regulação do tipo “*rate of return*”). 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.
3. Beiragás, Lisboagás GDL, Lusitaniagás, REN Portgás Distribuição, Setgás e Tagusgás.
4. Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.
5. Beiragás, Lisboagás Comercialização, Lusitaniagás Comercialização, Gás SU, Setgás Comercialização, Tagusgás e distribuidores licenciados referidos no ponto anterior.

2.2 PROVEITOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados os valores dos proveitos do ano gás 2026-2027, por atividade regulada, comparando-os com os valores definidos no ano gás anterior. A explicação do apuramento e evolução dos proveitos é apresentada no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás».

2.2.1 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

A atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é exercida pela REN Atlântico. Apresenta-se no Quadro 2-2 a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2026-2027 e os do ano gás 2025-2026.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2025-2026	Proveitos permitidos 2026-2027	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	22 913	22 401	-512	-2,2%
b	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	8 948	9 270	322	3,6%
c	Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0	0	0	-
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
e	Receitas 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	223	0	-223	-100,0%
f	Reversão para o Sistema do montante de diferimento intertemporal das receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade que não foram revertidas às tarifas desde o ano s-n	1 437	0	-1 437	-100,0%
g	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	0	0	0	-
h	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	-1 721	6 047	7 768	451,3%
i=a+b-c+d-e-f-g-h	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	31 923	25 624	-6 299	-19,7%
j	Desvios positivos ou negativos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	7 137	3 012	-4 125	-57,8%
k=i-j	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	24 786	22 612	-2 174	-8,8%

O cálculo do valor do Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários a repercutir, no sentido de diminuição, na parcela I da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de Transporte, é efetuado de acordo com o Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos permitidos 2026-2027
a	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano gás t, sem aplicação do ajustamento de s-1	25 624
b	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	43 532
c	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, previstos para o ano gás t-1, sem aplicação do ajustamento de s-1	31 923
d	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	44 924
e	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNG.	0,28921
f = (((a/b)/(c/d))-(1-e))*a	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	3 012

2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás é exercida pela REN Armazenagem. O Quadro 2-4 apresenta a comparação entre os proveitos da REN Armazenagem para o ano gás de 2026-2027 e para o ano gás 2025-2026.

Quadro 2-4 - Proveitos da REN Armazenagem

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2025-2026	Proveitos permitidos 2026-2027	Varição valor	Varição (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/ (1)
a	Custos com capital afetos a esta atividade	14 599	14 616	17	0,1%
b	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 239	3 223	-16	-0,5%
c	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	515	481	-34	-6,6%
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	Receitas 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	Reversão para o Sistema do montante de diferimento intertemporal das receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade que não foram revertidas às tarifas desde o ano s-n	0	0	0	-
g	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, para o ano s-1	0	0	0	-
h	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	3 382	2 532	-850	-25,1%
i = a+b-c+d-e-f-g-h	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	13 940	14 825	885	6,3%
j	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	-7 137	-3 012	4 125	57,8%
k = i - j	Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	21 077	17 837	-3 240	-15,4%

O Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários a repercutir, no sentido de diminuição, na parcela I da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de Transporte, é efetuado de acordo com o Quadro 2-5.

Quadro 2-5 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Armazenamento Subterrâneo

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2026-2027
a	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano gás t	14 825
b	Quantidades médias de gás natural previstas armazenar, no ano gás t (GWh/dia)	3 406
c	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t-1	13 940
d	Quantidades médias de gás natural estimadas armazenar, no ano gás t-1 (GWh/dia)	3 406
e	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação da tarifa de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, e que tome em consideração as principais variáveis de mercado e o equilíbrio do SNG	0,26665
f = (((a/b)/(c/d))-(1-e))*a	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	-3 012

2.2.3 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O Quadro 2-6 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás de 2026-2027 e para o ano gás de 2025-2026 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, desenvolvida pela ADENE.

Quadro 2-6 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ⁷ EUR			
		Proveitos permitidos 2025-2026	Proveitos permitidos 2026-2027	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	506	520	14	2,7%
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.	0	0	0	-
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-88	35	123	140,0%
E=A - B - C - D	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	594	484	-110	-18,5%

2.2.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

O Quadro 2-7 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2026-2027 da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, desenvolvida pela REN Gasodutos, e para o ano gás 2025-2026.

Quadro 2-7 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2025-2026	Proveitos permitidos 2026-2027	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	21 585	25 937	4 352	20,2%
B=1+2+3+4-5	Custos da gestão técnica global do SNG	13 455	13 625	170	1,3%
1	Custos com capital afetos a esta atividade	3 523	3 312	-211	-6,0%
2	Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	3 410	3 502	92	2,7%
3	Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s	1 446	1 798	351	24,3%
4	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás	5 077	5 014	-63	-1,2%
5	Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	1	1	0	0,1%
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	-15	-42	-27	-174,7%
D	Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos recuperar no ano t, através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	297	242	-55	-18,5%
E	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0	0	0	-
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	5 896	6 915	1 019	17,3%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	0	-44	-44	-
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	0	0	0	-
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	-1 953	-5 240	-3 287	-168,3%
J	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2016 e 2017	0	0	0	-
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	21 585	25 937	4 352	20,2%
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	7 137	3 012	-4 125	-57,8%
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	-7 137	-3 012	4 125	57,8%
N	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	7 875	7 353	-522	-6,6%
O=K+L+M+N	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - UGS I	29 460	33 290	3 830	13,0%
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.	3 419	4 200	781	22,8%
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	290	272	-18	-6,3%
9	Outros montantes a devolver aos consumidores, a repercutir na parcela II menor da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	0	0	0	-
P=6-7+8-9	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - UGS II	3 709	4 472	763	20,6%
10	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=10	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	33 169	37 762	4 592	13,8%

2.2.5 TRANSPORTE DE GÁS

O Quadro 2-8 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2026-2027 da atividade de Transporte de gás, desenvolvida pela REN Gasodutos, e para o ano gás 2025-2026.

Quadro 2-8 - Proveitos da atividade de Transporte de gás

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2025-2026	Proveitos permitidos 2026-2027	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Custos com capital afetos a esta atividade	55 118	54 870	-248	-0,5%
2	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás, aceites pela ERSE	22 870	22 148	-722	-3,2%
3	Proveitos da atividade de Transporte de gás que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	4 567	4 637	70	1,5%
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	Receitas provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	-
6	Reversão para o Sistema do montante de diferimento intertemporal das receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade que não foram revertidas às tarifas desde o ano s-n	0	0	0	-
7	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás, para o ano s-1	0	0	0	-
8	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-3 251	-9 443	-6 192	-190,5%
A=1+2-3+4-5-6-7-8	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás	76 672	81 825	5 152	6,7%
B	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	6 015	-2 060	-8 074	-134,2%
C=A-B	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás	70 657	83 884	13 227	18,7%

2.2.6 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

O Quadro 2-9 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás 2026-2027 da atividade de Distribuição de gás e os do ano gás 2025-2026.

Os quadros referentes aos proveitos a recuperar pelos ORD, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema, da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte são apresentados no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás".

Quadro 2-9 - Variação anual dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, por operador

Unidade: 10³ EUR

		Beiragás			Dianagás			Duriensegás			Lisboagás			Lusitaniegás			Medigás		
		Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %
		(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 771	6 480	12%	1 211	1 144	-6%	2 896	2 865	-1%	39 588	43 949	11%	22 808	24 899	9%	1 973	2 108	7%
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 811	3 884	2%	1 274	1 272	0%	2 022	2 081	3%	27 057	27 894	3%	9 744	9 999	3%	1 308	1 343	3%
C	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do GRD para o ano s-1	0	0		0	0		0	0		0	0		0	0		0	0	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-833	-306	63%	-190	71	138%	-615	174	128%	-7 758	-2 297	70%	-6 249	-2 988	52%	-237	45	119%
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	10 416	10 669	2%	2 675	2 344	-12%	5 532	4 773	-14%	74 402	74 140	0%	38 801	37 886	-2%	3 519	3 407	-3%
F	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0		0	0		0	0		0	0		5 830	5 443		0	0	
G=E-F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	10 416	10 669	2%	2 675	2 344	-12%	5 532	4 773	-14%	74 402	74 140	0%	32 971	32 443	-2%	3 519	3 407	-3%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2026-2027

Proveitos permitidos do setor do gás

Unidade: 10⁶ EUR

		Paixgás			REN Portgás Distribuição			Setgás			Sonorgás			Tagusgás			Total		
		Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %	Tarifas 2025-2026	Tarifas 2026-2027	Variação %
		(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)	(1)	(2)	(3) = [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	584	537	-8%	44 065	47 375	8%	13 058	14 792	13%	13 191	15 521	18%	7 627	7 787	2%	152 771	167 457	10%
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	511	524	3%	11 645	11 710	1%	6 613	6 759	2%	5 000	5 082	2%	3 456	3 515	2%	72 442	74 062	2%
C	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0		0	0		0	0		0	0		0	0		0	0	
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-102	28	128%	-14 438	-10 167	30%	-3 228	-420	87%	997	614	-38%	-1 579	272	117%	-34 231	-14 973	56%
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	1 197	1 033	-14%	70 147	69 251	-1%	22 899	21 970	-4%	17 195	19 989	16%	12 662	11 030	-13%	259 444	256 493	-1%
F	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	0	0		1 356	1 214		689	696		0	0		0	0		7 875	7 353	
G=E-F	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2	1 197	1 033	-14%	68 792	68 037	-1%	22 210	21 274	-4%	17 195	19 989	16%	12 662	11 030	-13%	251 569	249 140	-1%

2.2.7 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-10 apresenta os proveitos para o ano gás 2026-2027 e os do ano gás 2025-2026 do CURg 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 CUR retalhistas.

Quadro 2-10 - 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 2025-2026 (1)	Proveitos Permitidos 2026-2027 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com a aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso, previstos para o ano s	28 859	32 589	13%
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista			
C	Custos eficientes de funcionamento afetos à função de compra e venda de gás natural	92	71	-23%
D	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	290	272	-6%
E	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás t-1 a incorporar no ano gás t	0	0	
F	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	-1 188	-3 414	-187%
G	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	-875	-217	75%
H=A+B+C+D-E-F-G	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	31 305	36 562	17%
I	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	290	272	
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 repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	2 063	3 631	
K	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	
L	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	
M=H-I-J+K-L	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	28 951	32 660	

O Quadro 2-11 apresenta os proveitos para o ano gás 2026-2027 para a Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos CUR retalhistas.

Quadro 2-11 - Proveitos da Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2025-2026 (1)	Proveitos Permitidos 2026-2027 (2)	Variação % [(2)-(1)]/ (1)
A	Custos com a aquisição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, valorizado aos preços de referência diários do MIBGAS, previstos para o ano s		247	-
B	Custos eficientes de funcionamento afetos à função de aquisição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono		56	-
C	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, tendo em conta os valores estimados no ano s-1			-
D	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.			-
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, previstos para o ano gás t	0	303	-
F	Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir de forma proporcional ao consumo, na parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t			
G	Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir de forma proporcional ao consumo, na parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t.			
H=E-F-G	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	0	303	

2.2.8 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O Quadro 2-12 apresenta os proveitos da função de Compra e Venda de gás para o ano gás 2025-2026 e 2026-2027 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

Quadro 2-12 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás de Comercializador de Último Recurso retalhista

	Beiragás			Dianagás			Duriensegás			Gás SU			Lisboagás			Lusitanagás		
	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)
A	1 440	1 679	17%	213	223	5%	1 014	1 232	22%	8 726	9 590	10%	8 549	9 937	16%	4 750	5 376	13%
B			-			-			-			-			-			-
C	-21	-246	-	1	-12	-	5	-207	-	-738	-1 060	-	-491	-98	-	-175	-176	-
D	-23	-147	-	-9	17	-	12	-78	-	851	1 337	-	-530	211	-	-53	92	-
E	1 484	2 072	40%	222	217	-3%	997	1 517	52%	8 614	9 314	8%	9 570	9 825	3%	4 979	5 460	10%

Unidade: 10³ EUR

	Medigás			Paxgás			Setgás			Sonorgás			Tagusgás			Total		
	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)
A	366	327	-11%	93	113	21%	2 180	2 457	13%	965	1 211	26%	655	818	25%	28 951	32 963	14%
B			-			-			-			-			-	0	0	-
C	21	-103	-	5	-1	-	-30	96	-	-9	31	-	-17	-145	-	-1 449	-1 923	-
D	-35	-22	-	-14	-14	-	-145	36	-	13	15	-	-2	-94	-	64	1 354	-
E	380	452	19%	102	128	25%	2 355	2 324	-1%	961	1 165	21%	674	1 057	57%	30 336	33 532	11%

Quadro 2-13 - Proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10 ⁶ EUR																		
	Belragás			Dianagás			Duriensagás			Gás SU			Liboagás			Lusitanagás		
	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)
A	590	584	1%	121	122	1%	361	366	1%	5 277	5 377	2%	5 371	5 509	3%	2 966	3 023	2%
B			-			-			-	177	145	-18%			-			-
C	34	18	-47%	9	3	-72%	30	17	-46%		73	-			-			-
D	1	1	-48%	0	0	-48%	1	0	-48%	7	4	-47%	10	5	-47%	5	3	-47%
E			-			-			-			-			-			-
F	26	-67	-	-1	-10	-	12	-51	-	-352	-585	-	81	-471	-	132	-344	-
G	0		-	0		-	0		-	4		-	21		-	2		-
H	600	679	13%	131	136	3%	392	433	13%	5 018	6 183	6%	5 321	5 985	12%	2 842	3 380	19%
I = A+B+C+D-E-F+G																		
Unidade: 10 ⁶ EUR																		
	Mediagás			Pazgás			Setgás			Sonorgás			Tagusgás			Total		
	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)	Tarifas 2025-2026 (1)	Tarifas 2026-2027 (2)	Varição % (3) = [(2)-(1)] / (1)
A	193	195	1%	56	57	2%	1 864	1 908	2%	991	1 085	10%	405	411	1%	18 197	18 656	3%
B			-			-			-			-			-	177	145	-18%
C	12	4	-67%	4	1	-68%			-			-	36	5	-87%	126	120	-5%
D	0	0	-48%	0	0	-47%	3	2	-47%	1	0	-42%	1	0	-47%	29	16	-47%
E			-			-			-			-			-	0	0	-
F	20	-26	-	9	-9	-	10	-195	-	-830	-220	-	-84	-58	-	-997	-2 037	-
G	0		-	0		-	1		-	0		-	0		-	29	0	-
H	186	225	21%	50	67	33%	1 879	2 105	12%	1 822	1 906	-28%	525	474	-10%	19 555	20 974	7%
I = A+B+C+D-E-F+G																		

Nota – A partir de 2026-2027 a devolução dos créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista passou a ser transferida diretamente para a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, conforme previsto no Regulamento Tarifário em vigor.

2.2.9 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 reguladas dos operadores do SNG.

O Quadro 2-14 apresenta os parâmetros a vigorar nos anos civis 2026 e 2027, cujos racionais para a sua fixação se encontram no documento “Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027”¹⁸.

Quadro 2-14 - Parâmetros a vigorar em 2026-2027

Parâmetro	Valor adotado para 2026	Valor adotado para 2027	Descrição	RT em vigor
r_{RAR}	5,34%	5,34%	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 100.º
r_{AS}	5,34%	5,34%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, em percentagem	Art.º 101.º
r_{GTGS}	5,34%	5,34%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em percentagem	Art.º 104.º
r_T	5,34%	5,34%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 105.º
r_D	5,74%	5,74%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 110.º
FCE_{RAR}	5 506	5 577	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	Art.º 100.º

¹⁸ [Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027](#)

Parâmetro	Valor adotado para 2026	Valor adotado para 2027	Descrição	RT em vigor
VCE_{RAR}^{IPIB}	0,011414	0,011562	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 (€/GWh)	Art.º 100.º
VCE_{RAR}^L	0,065228	0,059694	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 (€/kWh)	Art.º 100.º
$\alpha_{FCE_{RAR}}$	1,5%	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em percentagem	Art.º 100.º
$X_{VCE_{RAR}}^{IPIB}$	1,5%	1,5%	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 100.º
y_t^{OT}	0,28921		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 100.º
FCE_{AS}	2 569	2 602	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 101.º
VCE_{AS}	0,042740	0,043296	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 101.º

Parâmetro	Valor adotado para 2026	Valor adotado para 2027	Descrição	RT em vigor
X_{FCEAS}	1,5%	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 101.º
X_{VCEAS}	1,5%	1,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 101.º
Y_t^{OAS}	0,26665		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 101.º
FC_{OLMCA}^{OLMC}	515	521	Componente fixa dos custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	Art.º 102.º
FC_{OLMC}	1,5%	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, em percentagem	Art.º 102.º
CEE_{GTGS}	3 469	3 514	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, da atividade de Gestão Técnica Global do SNG	Art.º 104.º
$X_{CE_{GTGS}}$	1,5%	1,5%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em percentagem	Art.º 104.º
FCE_T	10 708	10 794	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás	Art.º 105.º
VCE_T	4,012739	4,044841	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás (10 ³ €/GWh/dia)	Art.º 105.º

Parâmetro	Valor adotado para 2026	Valor adotado para 2027	Descrição	RT em vigor
X_{FCE_T}	2,0%	2,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 105.º
X_{VCE_T}	2,0%	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 105.º
K_S^{ORT}	20%	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 105.º
FCE_D^k	Quadro 2-15		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 110.º
VCE_D^k	Quadro 2-15		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 e aos pontos de abastecimento)	Art.º 110.º
X_{FCED}^k	Quadro 2-15		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 110.º
$X_{VCE_D}^k$	Quadro 2-15		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 110.º
δ_{PDIRDG}^{BASE}	±10,00%	±10,00%	Desvio de energia, em pontos percentuais, que define o início da banda de atuação do Incentivo	Art.º 110.º
δ_{PDIRDG}^{EXT}	±20,00%	±20,00%	Desvio de energia, em pontos percentuais, que define o valor extremo da banda do Incentivo	Art.º 110.º

Parâmetro	Valor adotado para 2026	Valor adotado para 2027	Descrição	RT em vigor
δ_{rD}^{EXT}	$\pm 0,50\%$	$\pm 0,50\%$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o valor extremo do <i>spread</i> (acréscimo ou redução) da taxa de remuneração do ativo fixo ($Act_{D,i-2}^k$) afeto à atividade de Distribuição	Art.º 110.º
F_C^{CURk}	Quadro 2-16		Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 127.º
V_C^{CURk}	Quadro 2-16		Componente variável unitária <i>i</i> dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 127.º
$X_{C,F}^{CURk}$	1%	1%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 127.º
$X_{C,V}^{CURk}$	1%	1%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 127.º
r^{CURk}	5,74%	5,74%	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 retalhista	Art.º 127.º

Quadro 2-15 - Parâmetros dos operadores da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2026-2027

2026	Componentes fixas dos custos de exploração	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 578,834	0,000612	0,029317	2,5	2,5
Dianagás	462,881	0,002284	0,059758	3,5	3,5
Duriensegás	735,926	0,001452	0,031014	2,0	2,0
REN Portgás	4 926,169	0,000235	0,013186	1,5	1,5
Lisboagás	11 328,536	0,000986	0,023865	1,5	1,5
Lusitaniagás	4 036,805	0,000175	0,018500	1,5	1,5
Medigás	466,651	0,001992	0,025286	1,5	1,5
Paxgás	184,358	0,004794	0,042078	2,0	2,0
Setgás	2 693,195	0,000616	0,017041	2,0	2,0
Sonorgás	1 784,457	0,004074	0,076294	4,5	4,5
Tagusgás	1 428,222	0,000503	0,036964	2,0	2,0

2027	Componentes fixas dos custos de exploração	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 583,571	0,000614	0,029405	2,5	2,5
Dianagás	459,641	0,002268	0,059340	3,5	3,5
Duriensegás	741,813	0,001464	0,031262	2,0	2,0
REN Portgás	4 990,209	0,000238	0,013357	1,5	1,5
Lisboagás	11 475,807	0,000999	0,024175	1,5	1,5
Lusitaniagás	4 089,283	0,000177	0,018741	1,5	1,5
Medigás	472,717	0,002018	0,025615	1,5	1,5
Paxgás	185,833	0,004832	0,042415	2,0	2,0
Setgás	2 714,741	0,000621	0,017177	2,0	2,0
Sonorgás	1 754,121	0,004005	0,074997	4,5	4,5
Tagusgás	1 439,648	0,000507	0,037260	2,0	2,0

**Quadro 2-16 - Parâmetros dos comercializadores de último recurso retalhistas a vigorar
no ano gás 2026-2027**

2026	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás
	10 ³ EUR	€/Clientes
Beiragás	187,476	19,336
Dianagás	38,970	21,164
Sonorgás	165,455	71,831
Duriensegás	116,811	20,489
Lisboagás	2 141,744	23,348
Lusitaniagás	1 174,461	24,931
Medigás	62,261	20,047
Paxgás	18,952	16,647
Gás SU	1 802,581	32,775
Setgás	726,560	26,471
Tagusgás	132,607	29,773

2027	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás
	10 ³ EUR	€/Clientes
Beiragás	190,851	19,684
Dianagás	39,671	21,545
Sonorgás	168,433	73,124
Duriensegás	118,914	20,858
Lisboagás	2 180,295	23,768
Lusitaniagás	1 195,601	25,380
Medigás	63,382	20,408
Paxgás	19,293	16,947
Gás SU	1 835,027	33,365
Setgás	739,638	26,947
Tagusgás	134,994	30,309

2.3 COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

2.3.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 2-17, apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

Quadro 2-17 - Compensação entre os ORD no ano gás 2026-2027

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < ^(a)	URT	OLMC	URD	Total ORD
Beiragás	311 802	3 009	4 782	-145 830	0	-413 308	-239 544
Dianagás	-2 804	858	-5 773	1 585	0	775 146	769 012
Duriensegás	-8 207	4 680	-39 070	67 097	0	-1 207 988	-1 183 488
REN Portgás Distribuição	-147 553	-116 121	-141 639	225 444	0	-4 764 767	-4 944 636
Lisboagás	-136 636	170 139	192 067	117 146	0	3 403 162	3 745 879
Lusitâniagás	-233 457	-16 677	250 589	-559 106	0	-16 647 982	-17 206 632
Medigás	-2 942	6 608	28 287	-13 915	0	616 958	634 995
Paxgás	-1 030	-68	-5 098	-3 446	0	449 310	439 667
Setgás	-46 676	31 273	48 575	94 750	0	1 383 571	1 511 492
Sonorgás	306 779	-62 670	-214 930	52 149	0	14 330 196	14 411 524
Tagusgás	-39 277	-21 031	-117 791	164 128	0	2 075 702	2 061 729
Total	0	0	0	0	0	0	0

(a) A parcela UGS II< não inclui o diferencial para o mercado

No Quadro 2-18 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD, identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores.

Quadro 2-18 - Compensação entre os ORD no ano gás 2026-2027

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	Recebedores				
	Lusitaniagás	REN Portgás Distribuição	Beiragás	Duriensegás	Total ORD
Dianagás	561 294	161 298	7 814	38 606	769 012
Lisboagás	2 734 077	785 686	38 063	188 052	3 745 879
Medigás	463 476	133 188	6 452	31 878	634 995
Paxgás	320 908	92 219	4 468	22 072	439 667
Setgás	1 103 222	317 031	15 359	75 881	1 511 492
Sonorgás	10 518 819	3 022 772	146 439	723 494	14 411 524
Tagusgás	1 504 834	432 441	20 950	103 504	2 061 729
Total	17 206 632	4 944 636	239 544	1 183 488	23 574 299

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

No Quadro 2-19 apresenta-se o valor estimado do diferencial para o mercado que será transferido dos CUR para o respetivo ORD.

Quadro 2-19 - Diferencial para o mercado a transferir, por ORD, no ano gás 2026-2027

Unidade: EUR

Empresas	Diferencial para o mercado
Beiragás	91 939
Dianagás	18 241
Duriensegás	81 053
REN Portgás Distribuição	469 873
Lisboagás	627 134
Lusitâniagás	309 736
Medigás	7 038
Paxgás	9 165
Setgás	184 642
Sonorgás	55 211
Tagusgás	172 174
Total	2 026 206

O valor do diferencial para o mercado 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 2-20 - Transferências do diferencial para o mercado

Unidade: EUR

Pagadores CUR \ Recebedores ORD	Pagadores CUR											
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Gás SU	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	
Beiragás	91 939										91 939	
Dianagás		18 241									18 241	
Duriensegás			81 053								81 053	
REN Portgás Distribuição				469 873							469 873	
Lisboagás					627 134						627 134	
Lusitâniagás						309 736					309 736	
Medigás							7 038				7 038	
Paxgás								9 165			9 165	
Setgás									184 642		184 642	
Sonorgás										55 211	55 211	
Tagusgás											172 174	
	91 939	18 241	81 053	469 873	627 134	309 736	7 038	9 165	184 642	55 211	172 174	2 026 206
% de faturação do CUR a transferir	5,5%	8,2%	6,6%	4,9%	6,3%	5,8%	2,2%	8,1%	7,5%	4,6%	21,1%	

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

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

De acordo com o previsto no n.º 6 do artigo 104.º do Regulamento Tarifário em vigor, a REN Gasodutos deverá transferir para os ORD as verbas relativas à transferência de fornecimento de gás em MP para AP, tendo por base o peso do valor do diferencial de custos MP para AP na faturação da parcela I da UGS. O Quadro 2-21 reflete a transferência prevista para o ano gás 2026-2027.

Quadro 2-21 - Transferência de MP para AP entre o ORD e ORD no ano gás 2026-2027

ORD	Euro	ORD	%
REN Portgás Distribuição	1 213 930	REN Portgás Distribuição	3,6465%
Lusitaniagás	5 442 766	Lusitaniagás	16,3496%
Setgás	696 452	Setgás	2,0921%
Total	7 353 148	Total	22,0882%

2.3.3.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No Quadro 2-22 apresentam-se os descontos previstos para o ano gás 2026-2027 por ORD no âmbito da tarifa social.

Quadro 2-22 - Descontos previstos para o ano gás 2026-2027, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	122 257
Dianagás	18 692
Duriensegás	78 485
REN Portgás Distribuição	991 173
Lisboagás	908 615
Lusitâniagás	469 241
Medigás	40 433
Paxgás	8 542
Setgás	406 506
Sonorgás	65 918
Tagusgás	103 249
Total	3 213 110

De acordo com o previsto no artigo 108.º do RT em vigor, o ORT deverá transferir com periodicidade mensal para o ORD k, os montantes previstos relativos ao desconto decorrente da aplicação da tarifa social.

Os montantes suportados pelo ORT, pelos ORD, pelos CUR e comercializadores de mercado apresentam-se seguidamente no Quadro 2-23.

Quadro 2-23 - Repartição do financiamento do desconto decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano gás 2026-2027 e dos ajustamentos de 2024 e 2025, pelo ORT, pelos ORD, pelos CUR e pelos comercializadores de mercado

Unidade: EUR

	Empresas	Tarifa Social			total (4) = (1) - (2) - (3)
		desconto previsto ano gás (1)	ajustamento 2025 (2)	ajustamento 2024 (3)	
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos	1 767 639,20	-60 918,46	78 203,76	1 750 354
Operadores de Rede de Distribuição	Beiragás	29 589,84	-2 555,31	-1 512,06	33 657
	Dianagás	2 824,32	-135,08	-160,15	3 120
	Duriensegás	6 747,14	-1 102,43	-360,72	8 210
	REN Portgás Distribuição	181 185,37	-15 958,52	-10 148,68	207 293
	Lisboagás	133 271,62	-10 954,91	-6 956,71	151 183
	Lusitãniagás	274 412,49	-24 169,74	-13 413,24	311 995
	Medigás	3 791,99	-295,47	-186,11	4 274
	Paxgás	597,59	-78,89	-29,58	706
	Setgás	58 118,42	-4 616,69	-2 985,34	65 720
	Sonorgás	6 642,81	-1 330,06	-242,93	8 216
	Tagusgás	36 377,16	-1 722,33	-1 937,70	40 037
Comercializadores de Último Recurso	Beiragás	1 792,71	-354,01	-122,27	2 269
	Dianagás	239,50	-40,75	-18,98	299
	Duriensegás	1 334,23	-260,40	-91,62	1 686
	Gás SU	6 045,99	-1 127,21	-751,40	7 925
	Lisboagás	9 532,37	-1 367,65	-774,35	11 674
	Lusitãniagás	5 334,29	-854,30	-406,70	6 595
	Medigás	288,82	-5,85	-33,97	329
	Paxgás	108,87	4,55	-11,37	116
	Setgás	2 313,47	-298,83	-188,84	2 801
	Sonorgás	901,35	-337,81	-53,81	1 293
	Tagusgás	800,82	-177,78	-58,19	1 037
Comercializadores	Alfa	0,11			0
	AUDAX ES	3 412,39	-50,42	-543,18	4 006
	AUDAX PT	1 132,14	-596,91	-99,53	1 829
	AXPO PT	80,69	4 251,49	-546,44	-3 624
	Capwatt Retail GN	11 796,95	-5 442,02	-1 282,15	18 521
	Douro Gás Natural	1 850,36	-224,91	-189,88	2 265
	Dourogás Líquido		23,54	-2,60	-21
	Dourogás Comercial	311,63			312
	EDP Comercial	30 117,11	1 886,11	-3 648,56	31 880
	EDP GEM	91 042,22	65 908,57	-12 710,59	37 844
	Endesa	108 308,59	42 556,42	-17 732,92	83 485
	Enforcesco	35,03	-13,62	-0,36	49
	Ezurimbol	134,55	-25,59	-0,25	160
	Eni Plenitude	405,25	-140,71	-17,37	563
	G9Telecom	109,59	-13,98	-0,32	124
	Galp Gás	168 724,40	7 377,78	-30 388,52	191 735
	Petrogal	113 592,46	-34 415,56	-7 671,12	155 679
	Gás Natural Comercializadora PT	100 009,47	-16 162,62	-10 034,93	126 207
	Goldenergy	46 650,75	-15 062,50	-4 031,43	65 745
	Iberdrola	2 346,41	-390,81	-187,32	2 925
	Jafplus	3,53	-2,24	-0,27	6
	Luzigas	50,74	-5,30	-6,24	62
	Luzboa	27,31			27
	MEO Energia		0,69	-0,08	-1
	Repsol PT	956,33	-366,35	-18,36	1 341
	Usenergy	80,16	-12,14	-7,44	100
	Portulogos	1 930,43	-1 145,94	-29,18	3 106
	River Energy	40,31	-7,00		47
	Zug Power	67,43			67
	Zug Power PT	3,26			3
	TOTAL		3 213 109,96	-80 731,94	-51 389,99

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2025, 2024 e 2023, respetivamente, para o desconto previsto e para os ajustamentos de 2025 e de 2024. Relativamente ao ano de 2025 importa referir que os consumos implícitos se referem apenas a consumos entre janeiro e junho de 2025, uma vez que os dados para o 2.º semestre ainda se encontram em avaliação face ao impacto dos constrangimentos de faturação do grupo Floene.

Os montantes relativos ao ajustamento de 2024 resultam dos valores calculados de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 2-24 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2024

		Unidade: euros											
		Beiragás	Dianagás	Duriensagás	Lisbogás	Lustanagás	Medigás	Pagás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagugás	Total
A	Valor a transferir pelo operador da rede de transporte, para o operador da rede de distribuição k, relativo ao desconto decorrente da aplicação da tarifa Social previsto para o ano s-2	83 796	14 056	53 679	749 297	331 786	33 851	7 411	741 465	314 083	46 043	71 016	2 446 480
B	Desconto concedido pelo ORD k decorrente da aplicação da tarifa social, no ano s-2	94 139	14 092	59 079	677 419	349 859	30 503	6 395	675 317	304 110	49 462	77 109	2 337 483
C=A-B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores transferidos e os custos ocorridos para o ano s-2 no âmbito do desconto decorrente da aplicação da tarifa social	-10 343	-36	-5 400	71 878	-18 073	3 349	1 016	66 148	9 971	-3 419	-6 093	108 997
D	Valores provisórios relativos a s-2 considerados nas tarifas do ano gás t-1	16 953	5 367	12 409	70 987	-21 838	7 738	3 355	61 709	3 884	-2 117	4 692	163 140
E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%	3,774%
F	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida de spread	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%
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 do desconto decorrente da aplicação da tarifa social, atualizado ao ano s	-28 440	-5 552	-18 503	3 702	3 167	-4 379	-2 363	7 124	6 639	-1 471	-11 315	-51 390

Os montantes relativos ao ajustamento de 2025 resultam dos valores calculados de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 2-25 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2025

		Unidade: 10 ³ EUR											
		Beiragás	Dianagás	Duriensagás	Lisbogás	Lustanagás	Medigás	Pagás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagugás	Total
A	Valor a transferir pelo operador da rede de transporte, para o operador da rede de distribuição k, relativo ao desconto decorrente da aplicação da tarifa Social previsto para o ano s-1	94 560	15 349	59 297	830 163	380 608	37 928	8 024	816 332	355 456	52 503	81 616	2 731 836
B	Desconto estimado conceder pelo ORD k decorrente da aplicação da tarifa social, no ano s-1	135 158	15 462	67 738	823 671	443 530	34 681	7 677	750 000	382 848	56 895	92 768	2 810 429
C=A-B	Ajustamento resultante da diferença entre os valores a transferir e os custos estimados para o ano s-1 no âmbito do desconto decorrente da aplicação da tarifa social	-40 598	-113	-8 442	6 493	-62 923	3 247	347	66 332	-27 392	-4 392	-11 152	-78 593
D	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 acrescida de spread	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%	2,722%
E = C*(1+D)	Ajustamento resultante da diferença entre os valores a transferir e os custos estimados para o ano s-1, no âmbito do desconto decorrente da aplicação da tarifa social, atualizado ao ano s	-41 703	-116	-8 672	6 669	-64 636	3 335	357	68 137	-28 138	-4 511	-11 455	-80 732

2.3.4 COMPENSAÇÕES E TRANSFERÊNCIAS DOS CUR

Os proveitos dos CUR 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.

As compensações resultam de transferências efetuadas diretamente entre os CUR, enquanto a recuperação dos valores referentes aos dois últimos agregados é efetuada através das tarifas de UGS e posteriormente transferidas pelo ORT para os CUR.

No quadro seguinte apresentam-se em detalhe os valores a transferir:

**Quadro 2-26 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás
2026-2027**

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	3 631 194	0	0	3 631 194
Beiragás	-1 566	392 766	-2 818	7 679	396 062
Dianagás	1 151	-5 749	1 953	9 767	7 123
Duriensegás	-5 584	285 208	-8 715	45 339	316 248
Lisboagás	10 985	-112 479	22 898	1 387 278	1 308 680
Lusitaniagás	-91	84 021	5 392	1 002 830	1 092 153
Medigás	3 628	124 965	4 546	13 851	146 990
Paxgás	1 215	15 427	1 572	-5 428	12 787
Gás SU	-27 886	-276 458	-38 741	2 699 910	2 356 824
Setgás	18 336	-132 435	23 916	681 423	591 239
Sonorgás	-1 897	-45 848	-6 859	896 810	842 206
Tagusgás	1 708	239 356	-3 143	175 266	413 187
TOTAL	0	4 199 968	0	6 914 725	11 114 693

O Quadro 2-27 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-27 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		3 631 194	3 631 194
Lisboagás	3 123 736	-131 664	2 992 072
Gás SU	2 661 168	-304 344	2 356 824
Sonorgás	889 951	-47 745	842 206
Beiragás	4 862	391 200	396 062
Dianagás	11 721	-4 598	7 123
Duriensegás	36 624	279 625	316 248
Medigás	18 397	128 593	146 990
Paxgás	-3 856	16 643	12 787
Tagusgás	172 123	241 064	413 187
Total	6 914 725	4 199 968	11 114 693

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 2-29), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-30).

Quadro 2-28 - Transferências relativas à UGS I

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	REN	Paxgás
REN		3 856
Beiragás	4 862	
Dianagás	11 721	
Duriensegás	36 624	
Lisboagás	3 123 736	
Medigás	18 397	
Gás SU	2 661 168	
Sonorgás	889 951	
Tagusgás	172 123	
Total	6 918 581	3 856

Quadro 2-29 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	REN	Dianagás	Gás SU	Sonorgás
REN		4 598	304 344	47 745
Lisboagás	3 499 531			
Beiragás	391 200			
Duriensegás	279 625			
Medigás	128 593			
Paxgás	16 643			
Tagusgás	241 064			
Total	4 556 655	4 598	304 344	47 745

Quadro 2-30 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Pagadores	REN
Recebedores	
CURg	271 748
Total	271 748

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

- para as compensações o valor corresponde ao montante fixado pela ERSE; e
- para as transferências das UGS, o montante corresponde à proporção dos valores no total do agregado a transferir pelos CUR do Grupo GALP, de acordo com o apresentado no Quadro 2-26.

No caso da REN, os valores relativos às transferências de UGS I deverão ser efetuados mensalmente, em proporção da faturação ocorrida, utilizando as percentagens constantes do Quadro 2-31. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir, referentes às transferências de UGS I, são os indicados no Quadro 2-28.

Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-29 e no Quadro 2-30.

Quadro 2-31 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem

	REN UGS I
Beiragás	0,015%
Dianagás	0,035%
Duriensegás	0,110%
Lisboagás	9,383%
Medigás	0,055%
Gás SU	7,994%
Sonorgás	2,673%
Tagusgás	0,517%
Total	20,783%

O Quadro 2-32 apresenta os montantes que cada Comercializador de último recurso retalhista deve transferir para a REN referente aos créditos de clientes que no âmbito do artigo 128º do Regulamento Tarifário em vigor são devolvidos aos consumidores e que de acordo com o exposto no artigo 104.º do Regulamento Tarifário em vigor são deduzidos na parcela da UGS I.

Quadro 2-32 - Montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela I da UGS

Unidade: EUR

Empresa	Montante dos créditos (inclui juros)
Beiragás	1 009
Dianagás	248
Duriensegás	563
Lisboagás	27 318
Lusitaniagás	4 857
Medigás	530
Paxgás	142
Gás SU	5 423
Setgás	3 745
Sonorgás	-86
Tagusgás	0
TOTAL	43 749

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

A ERSE estabeleceu um mecanismo, tal como previsto no nº 12 do artigo 100º do RT em vigor, que permite atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia regaseificada do Terminal de GNL.

Decorrente da aplicação deste mecanismo, a REN Gasodutos deverá transferir mensalmente para a REN Atlântico um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-33.

Quadro 2-33 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL

unidade: euro

Pagador	REN Gasodutos
Recebedor	
REN Atlântico	3 012 038

2.3.6 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO E O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A ERSE estabeleceu um mecanismo, tal como previsto no nº 12 do artigo 101º do RT em vigor, que permite atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia armazenada do Armazenamento Subterrâneo.

Decorrente da aplicação deste mecanismo, a REN Armazenagem deverá transferir mensalmente para a REN Gasodutos um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-34.

Quadro 2-34 - Transferências entre o operador de Armazenamento Subterrâneo e o operador da rede de Transporte

unidade: euro

Pagador	REN Armazenagem
Recebedor	
REN Gasodutos	3 012 038

2.3.7 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E O OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E DE AGREGADOR

A publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, contemplou algumas alterações na atividade do operador logístico de mudança de comercializador, introduzindo a função de agregador (OLMCA). Além

dessa alteração o referido diploma estabeleceu que os proveitos permitidos da atividade de OLMC passam a ser recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela aplicação da tarifa de UGS. Embora estas alterações tenham sido introduzidas pelo diploma que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, o mesmo diploma determina que as disposições para o OLMCA do Setor Elétrico são também aplicáveis ao Sistema Nacional de Gás, com as necessárias adaptações.

Neste quadro, a REN Gasodutos deverá transferir mensalmente para a ADENE um duodécimo do valor que se apresenta no quadro seguinte.

Quadro 2-35 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

Unidade: EUR

Recebedor	Pagador	REN Gasodutos
ADENE		242 120

3 TARIFAS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2026-2027

As tarifas de gás para o ano gás 2026-2027, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e pelo Regulamento Tarifário (RT) do Setor do Gás, aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, aplicam-se entre 1 de outubro de 2026 e 30 de setembro de 2027.

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

Quadro 3-1 - Tarifas reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito</i>	UTRAR	Operador do terminal de GNL	Agentes de mercado que utilizem o terminal de GNL	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>	UAS	Operador do armazenamento subterrâneo	Agentes de mercado que utilizem o armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	Compreende as atividades de injeção, armazenamento e extração do gás do armazenamento subterrâneo.
<i>Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte</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 eletroprodutores.
<i>Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição</i>	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.

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada e saída 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 por ponto de entrada e saída na rede de transporte.
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte nas entregas aos ORD e nas entregas a clientes em AP</i>	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.
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição</i>	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.
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP</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.
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP></i>	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>.
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<</i>	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 a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista</i>	TE _{CURg}	Comercializador de último recurso grossista	Comercializadores de último recurso retalhistas	Aprovisionamento de gás	
<i>Tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo</i>	TE _{Fornecimento Supletivo}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes em AP, MP e BP> fornecidos no mercado regulado	Aprovisionamento de gás	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo.
<i>Tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas</i>	TE _{CURr}	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	Aprovisionamento de gás	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 Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo</i>	COM ^{Fornecimento} Supletivo	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes em AP, MP e BP> fornecidos no mercado regulado	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo.
<i>Tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas</i>	COM	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	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 a aplicar pelo operador da rede de transporte</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 Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo e nos preços de venda a clientes finais de mercado.
<i>Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição</i>	TAR _{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Utilização das redes de transporte e distribuição e serviços associados	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, nas tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo e nos preços de venda a clientes finais de mercado.
<i>Tarifa Social de Acesso às Redes</i>	TAR _{SOCIAL}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2	Utilização das redes de transporte e distribuição e serviços associados	Incluída na tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas e nos preços de venda a clientes finais 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>	TTVCF	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	Fornecimento regulado de gás	Designada por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF). Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.
<i>Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo</i>	TVCF _{Fornecimento Supletivo}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes em AP, MP e BP> fornecidos no mercado regulado	Fornecimento regulado de gás	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia (aplicável ao fornecimento supletivo) e a tarifa de Comercialização (aplicável ao fornecimento supletivo).
<i>Tarifa Social de Venda a Clientes Finais</i>	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 (consumo 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 de GNL) e são determinados com base na estrutura dos custos incrementais.

Os referidos preços são determinados de acordo com a metodologia estabelecida no RT, considerando os custos incrementais, calculados para o novo período de regulação, e os fatores multiplicativos determinados para o ano gás 2026-2027, indicados no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

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

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.

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	0,00003402

3.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

No Quadro 3-3 apresenta-se o preço de capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL, que 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.

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	0,00001702
Produto trimestral	0,00001702
Produto mensal	0,00001702
Produto diário	0,00001702

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo do serviço de Armazenamento de GNL são aplicados multiplicadores aos produtos anuais que constam do quadro seguinte, que se mantêm inalterados, face ao ano gás anterior. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

Quadro 3-4 - Multiplicadores do serviço de Armazenamento de GNL

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	MULTIPLICADORES
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,00
Produto diário	1,00

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, ainda, 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 tarifário 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	0,00010424
Produto trimestral	0,00012300
Produto mensal	0,00014072
Produto diário	0,00020222
Regaseificação	Capacidade contratada de regaseificação EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00022203

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	0,00020516

No Quadro 3-7 apresenta-se o preço de energia entregue, aplicável ao volume regaseificado.

Quadro 3-7 - Preço de energia do serviço de Regaseificação de GNL

PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	
Regaseificação	Energia
	EUR/kWh
Energia entregue	0,00009760

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo do serviço de Regaseificação são aplicados multiplicadores aos produtos anuais que constam do quadro seguinte, que se mantêm inalterados, face ao ano gás anterior. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

Quadro 3-8 - Multiplicadores aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de Regaseificação de GNL

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	MULTIPLICADORES
Produto trimestral	1,18
Produto mensal	1,35
Produto diário	1,94
Produto intradiário	2,13

No Quadro 3-9 apresenta-se o preço do serviço de carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas.

Quadro 3-9 - 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	113,49

3.1.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS

Para os serviços agregados de Uso do Terminal de Receção, de Armazenamento e de Regaseificação de GNL consideram-se preços de capacidade contratada de regaseificação, no horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário, e considera-se, ainda, um preço de energia entregue.

No Quadro 3-9 apresenta-se o preço dos serviços agregados de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo do serviço de Regaseificação de GNL são aplicados multiplicadores aos produtos anuais que constam no Quadro 3-8, que se mantêm inalterados, face ao ano gás anterior. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores e do desenho desta opção tarifária é apresentado no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

Quadro 3-10 - 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	0,00018478
Produto trimestral	0,00021804
Produto mensal	0,00024945
Produto diário	0,00035847

PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS: RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL	
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	Energia
	EUR/kWh
Energia entregue	0,00020703

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 RT.

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é composta por preços de energia injetada e extraída e por preços de capacidade contratada de armazenamento.

Para efeitos de determinação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram considerados os custos incrementais de energia injetada e extraída e de capacidade contratada de armazenamento, apresentados no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

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	0,00001433
Produto trimestral	0,00001433
Produto mensal	0,00001505
Produto diário	0,00001576

PREÇOS DA TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	
Energia injetada e extraída	Energia
	EUR/kWh
Energia injetada	0,00014301
Energia extraída	0,00014301

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são aplicados ao produto anual os multiplicadores que constam do quadro seguinte, que se mantêm inalterados, face ao ano gás anterior. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

Quadro 3-12 - Multiplicadores 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 TARIFAS POR ATIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

3.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do RT, a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) é constituída por duas parcelas, designadas por parcela I e parcela II.

A parcela I da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte (ORT) às suas entregas em alta pressão (AP) e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas em GNL e outros gases 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. Refira-se que a partir do ano gás 2023-2024, a parcela I da tarifa de UGS passou a recuperar uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador ¹⁹, nos termos do RT do Setor do Gás, aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho.

A parcela II da tarifa de UGS 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 ²⁰.

A parcela II da tarifa de 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.

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

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

¹⁹ Para mais informação, consulte o capítulo relativo à Tarifa de Uso Global do Sistema no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027”.

²⁰ Estas centrais de produção de energia elétrica equivalem aos produtores de energia elétrica em regime ordinário, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Aos operadores das redes de distribuição (ORD) 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 cálculo tarifário, o ORT deverá aplicar às entregas aos ORD os preços das parcelas II> e II< da tarifa de UGS, 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 3-13.

Quadro 3-13 - 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)	0,00074872

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 3-14. O segundo preço apresentado no quadro, representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no RT.

Quadro 3-14 - 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 ($TW_{UGS2>}$)	0,00014551
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,817
Preço aplicável aos ORD ($\alpha * TW_{UGS2>}$)	0,00011883

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

Quadro 3-15 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II <	EUR/kWh
Preço base ($TW_{UGS2<}$)	0,00015053
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,817
Preço aplicável aos ORD $((1-\alpha) * TW_{UGS2<})$	0,00002761

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 3-16.

Quadro 3-16 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE	
Energia (EUR/kWh)	0,00074872
ENTREGAS A CLIENTES EM ALTA PRESSÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00089423
ENTREGAS AOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00089516

3.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo ORT aos pontos de entrada e pontos de saída da rede de transporte, deve proporcionar os proveitos a recuperar 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

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

Cariço, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes.

De referir que, a metodologia de preço de referência utilizada para determinar os preços de entrada e saída, bem como os preços pré-escalamento que a metodologia determina, foram revistos para efeitos do ano gás 2024-2025, com a decisão fundamentada, tomada após a Consulta Pública n.º 117, relativa à consulta periódica nos termos do artigo 26.º do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás ²².

Nos pontos de entrada e saída da rede de transporte com as infraestruturas de AP ²³ 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 3.3.2.1) e produtos de capacidade interruptível (secção 3.3.2.2).

Nos restantes pontos de entrada e saída (secção 3.3.2.3) aplica-se um regime sem reserva de capacidade, sendo a variável de faturação relevante a capacidade utilizada, com exceção das UAG propriedade de clientes.

Para mais informação recomenda-se a consulta dos capítulos 5 e 6 do documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

A documentação inclui, ainda, um processo de consulta prévia relativamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte ²⁴, em antecipação da consulta periódica, nos termos do artigo 26.º do Código de Rede de Tarifas ²⁵, que deverá ser lançada no segundo semestre do ano 2026.

²² Para mais informação, recomenda-se a leitura do [Relatório da Consulta Pública n.º 117](#), publicado no encerramento da consulta, bem como o capítulo 5 do documento “[Estrutura Tarifária no Ano Gás 2024-2025](#)”.

²³ Equivale ao VIP Ibérico, ao terminal de GNL e ao armazenamento subterrâneo.

²⁴ Ver a secção 5.2 do documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027».

²⁵ [Regulamento \(UE\) 2017/460 da Comissão](#), de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

3.3.2.1 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 capacidade anual ²⁶. A informação pode ser encontrada na secção da «[Transparência](#)» das tarifas e preços de gás natural, disponível na página da ERSE.

O Quadro 3-17 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 no ano gás 2026-2027.

²⁶ O leilão anual de atribuição de capacidade ocorre, anualmente, na primeira segunda-feira do mês de julho.

Quadro 3-17 - 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	0,00012034
Produto trimestral	0,00014200
Produto mensal	0,00016246
Produto diário	0,00023346
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00033902
Produto trimestral	0,00040004
Produto mensal	0,00045767
Produto diário	0,00065769
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	0,00025633
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00072211
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

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. Anteriormente, estes dois preços eram equalizados, uma vez que os respetivos custos incrementais médios de longo prazo eram semelhantes ²⁷. 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 ²⁸. A partir do ano gás 2024-2025, o preço do ponto de entrada a partir do terminal de GNL passa a ser superior ao preço do ponto de entrada a partir do VIP Ibérico, devido à elevada contratação de capacidade no terminal nos últimos anos. A metodologia de cálculo da tarifa de transporte incorpora a informação da utilização dos pontos de entrada e saída para diferenciar os preços.

²⁷ 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».

²⁸ 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.

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.

No caso do VIP Ibérico, a partir de 5 de agosto de 2025, aplica-se o desconto tarifário previsto no n.º 4 do artigo 18.º do Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho ²⁹. Nos termos do n.º 4 desse artigo, os utilizadores da rede obtêm do operador da rede de transporte um desconto sobre a tarifa baseada na capacidade nos pontos de interligação entre Estados-Membros de 100% para o gás renovável e de 75% para o gás hipocarbónico, mediante a apresentação de prova de sustentabilidade ³⁰. O desconto apenas é aplicável ao itinerário mais curto possível em termos de atravessamentos de fronteiras ³¹.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico, após a aplicação do desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico, são apresentados no Quadro 3-18.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico, com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA	
Produtos de capacidade firme (horizonte diário ou superior) desconto tarifário de 75%	
VIP Ibérico (gás hipocarbónico)	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00003009
Produto trimestral	0,00003550
Produto mensal	0,00004062
Produto diário	0,00005837

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA	
Produtos de capacidade firme (horizonte intradiário) desconto tarifário de 75%	
VIP Ibérico (gás hipocarbónico)	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00006408

²⁹ [Regulamento \(UE\) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho](#), de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, que altera os Regulamentos (UE) n.º 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 e (UE) 2022/869 e a Decisão (UE) 2017/684 e que revoga o Regulamento (CE) n.º 715/2009 (reformulação).

³⁰ A prova será baseada num certificado de sustentabilidade válido obtido, para o gás renovável, nos termos dos artigos 29.º e 30.º da Diretiva (UE) 2018/2001 e registado na base de dados da União a que se refere o artigo 31.º, alínea a), dessa diretiva, e, para o gás hipocarbónico, baseada num certificado de sustentabilidade válido obtido nos termos do artigo 9.º da Diretiva (UE) 2024/1788.

³¹ Nos termos do artigo 18.º, número 4, alínea a), o itinerário é avaliado entre o local onde foi pela primeira vez registada na base de dados da União a declaração específica relativa à prova de sustentabilidade, baseada num certificado de sustentabilidade válido, e o local onde esta foi cancelada, considerando-se consumida, desde que o desconto não abranja eventuais prémios de leilão.

Relativamente aos pontos de saída da rede de transporte, o Quadro 3-19 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 2026-2027.

Quadro 3-19 - 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	0,00010316
Produto trimestral	0,00012173
Produto mensal	0,00013927
Produto diário	0,00020013
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	0,00021973
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

No ponto de saída para o Terminal de GNL não existem produtos de capacidade firme, uma vez que corresponde a uma utilização em contrafluxo. Nesse ponto apenas é oferecida capacidade interruptível (secção 3.3.2.2).

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.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, no ponto de saída para o VIP Ibérico, após a aplicação do desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico, são apresentados no Quadro 3-20.

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, no ponto de saída para o VIP Ibérico, com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA	
Produtos de capacidade firme (horizonte diário ou superior) desconto tarifário de 75%	
VIP Ibérico (gás hipocarbónico)	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00002579
Produto trimestral	0,00003043
Produto mensal	0,00003482
Produto diário	0,00005003

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA	
Produtos de capacidade firme (horizonte intradiário) desconto tarifário de 75%	
VIP Ibérico (gás hipocarbónico)	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00005493

Para o cálculo do preço dos produtos de capacidade de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, são aplicados aos preços dos produtos anuais os multiplicadores que constam do Quadro 3-21, que se mantêm inalterados, face ao ano gás anterior. O racional da escolha dos multiplicadores é apresentado na secção 6.2 do documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

Quadro 3-21 - Multiplicadores dos produtos de capacidade 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	1,18
Produto mensal	1,35
Produto diário	1,94
Produto intradiário	2,13
Terminal GNL	
Produto trimestral	1,18
Produto mensal	1,35
Produto diário	1,94
Produto intradiário	2,13
Armazenamento Subterrâneo	
Produto diário	1,00
Produto intradiário	1,10

Os multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo foram revistos no âmbito da [Consulta Pública n.º 117](#), anteriormente referida. Comparativamente com o ano gás 2023-2024, os valores para o

ano gás 2024-2025 diminuíram ligeiramente para os casos do VIP Ibérico e do Terminal de GNL, nos vários horizontes.

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 de reserva do produto de capacidade anual em vigor no momento de utilização da capacidade.

3.3.2.2 PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL

O RT prevê que a ERSE deve fixar para cada ano gás 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 revisão regulamentar do ano de 2021 ³².

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 o VIP Ibérico, com o Terminal de GNL e com o armazenamento subterrâneo, apresentam-se nos quadros seguintes os preços de reserva da tarifa de Uso da Rede de Transporte dos produtos de capacidade interruptível nos pontos de entrada (Quadro 3-22) e nos pontos de saída da rede de transporte (Quadro 3-23) para o ano gás 2026-2027. Para mais informação sobre a determinação destes preços recomenda-se a leitura da secção 6.3 do documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

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, na secção da «[Transparência](#)» das tarifas e preços de gás natural.

No caso dos produtos de capacidade interruptível nos pontos de entrada e saída com o VIP Ibérico, a partir de 5 de agosto de 2025, aplica-se o desconto tarifário previsto no n.º 4 do artigo 18.º do Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho, conforme referido para os produtos de capacidade firme (secção 3.3.2.1).

³² O Conselho Tarifário e o Operador da Rede de Transporte recomendaram a opção pelo desconto prévio na Consulta Pública ERSE n.º 96 “[Reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT](#)”.

O Quadro 3-22 e o Quadro 3-23 apresentam 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 interruptível no ano gás 2026-2027, para as situações sem e com desconto tarifário, respetivamente.

Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos 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	0,00022272
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	0,00024454
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00066723
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível, no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico, com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA	
Produtos de capacidade interruptível (horizonte diário) desconto tarifário de 75%	
VIP Ibérico (gás hipocarbónico)	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00005568
PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE ENTRADA	
Produtos de capacidade interruptível (horizonte intradiário) desconto tarifário de 75%	
VIP Ibérico (gás hipocarbónico)	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00006114

O Quadro 3-23 e o Quadro 3-25 apresentam os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída da rede de transporte, a aplicar como preços de reserva aos produtos de capacidade interruptível no ano gás 2026-2027, para as situações sem e com desconto tarifário, respetivamente.

Quadro 3-24 - 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	0,00019092
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	0,00020962
Terminal GNL	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível, no ponto de saída para o VIP Ibérico, com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA	
Produtos de capacidade interruptível (horizonte diário) desconto tarifário de 75%	
VIP Ibérico (gás hipocarbónico)	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto diário	0,00004773
PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE: PONTOS DE SAÍDA	
Produtos de capacidade interruptível (horizonte intradiário) desconto tarifário de 75%	
VIP Ibérico (gás hipocarbónico)	Capacidade contratada
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00005241

3.3.2.3 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 12 meses.

Nos pontos de saída para os clientes em AP (incluindo centros eletroprodutores) 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 12 meses ³³. 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 3-26 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.

**Quadro 3-26 - 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	0,00002389

A partir do ano gás 2025-2026, aplica-se o desconto tarifário previsto no n.º 1 do artigo 18.º do Regulamento (UE) 2024/1789. Nos termos do n.º 1 desse artigo, instalações de produção de gás renovável e de gás hipocarbónico beneficiam de um desconto fixado em 100% no que se refere às tarifas respetivas baseadas na capacidade, para efeitos de aumento da injeção de gás renovável, e em 75% para o gás hipocarbónico. Os descontos tarifários aplicam-se ao preço apresentado no Quadro 3-26.

O preço da tarifa de Uso da Rede de Transporte, nos pontos de entrada da rede de transporte a partir de produtores de gás, após a aplicação do desconto de 75% para o gás hipocarbónico, é apresentado no Quadro 3-27.

³³ 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 3-27 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de entrada
(produtores de gás), com desconto tarifário de 75% para o gás hipocarbónico**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO ORT	
Por ponto de entrada desconto tarifário de 75%	
Produtores de gás (ligados à rede de transporte)	Capacidade utilizada na injeção EUR/(kWh/dia)/dia
Injeção de gás hipocarbónico	0,00000597

O Quadro 3-28 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 3-28 - 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	0,00049580	
Clientes em AP	Capacidade base anual	Capacidade mensal adicional (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível anual	0,00049580	0,00074370
Clientes em AP	Capacidade mensal (outubro a março)	Capacidade mensal (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível mensal	0,00148739	0,00074370
Clientes em AP	Capacidade diária (outubro a março)	Capacidade diária (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível diária	0,00495797	0,00297478
Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	Energia EUR/kWh	
Energia	0,00120600	

Os preços indicados no Quadro 3-28 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. Por 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 informação do artigo 30.º na secção da «[Transparência](#)» das tarifas e preços de gás natural ³⁴.

3.3.2.4 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 no ponto 8.4 sobre o preço de desequilíbrio, 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, e alterado pela Diretiva n.º 13/2022, de 8 de junho, e pela Diretiva n.º 8/2024, de 16 de janeiro.

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 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 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 gás *d*, afetado do preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito de capacidade de interligação.

³⁴ 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) do SNG 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.

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

3.4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do RT, 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 3-29 e no Quadro 3-30. Refira-se que a partir do ano gás 2023-2024, a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema passou a recuperar uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador ³⁵, nos termos do RT do Setor do Gás, aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho.

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 3-31, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

³⁵ Para mais informação, consulte o capítulo relativo à Tarifa de Uso Global do Sistema no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027”.

Quadro 3-29 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD (parcela I)				
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				EUR/kWh
UGS I _{ORD}				0,00077771
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00077826
			≥ 2 000 000	0,00077826
	Flexível Anual			0,00077826
	Flexível Mensal			0,00077826
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00077826
			≥ 2 000 000	0,00077826
Mensal		10 000 - 100 000	0,00077826	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00078090
			≥ 700 000	0,00078090
	Flexível Anual			0,00078090
	Flexível Mensal			0,00078090
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00078090
			≥ 700 000	0,00078090
Mensal		10 000 - 100 000	0,00078090	
			≥ 100 001	0,00078090
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00078090
		Escalão 2	221 - 500	0,00078090
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00078090
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00078090

Quadro 3-30 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR DOS ORD (parcela II)				
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				EUR/kWh
UGS II>ORD				0,00013334
UGS II<ORD				-0,00052385
MP	Longas Utilizações	< 2 000 000		0,00013344
		≥ 2 000 000		0,00013344
	Flexível Anual			0,00013344
	Flexível Mensal			0,00013344
	Curtas Utilizações	< 2 000 000		0,00013344
		≥ 2 000 000		0,00013344
	Mensal			0,00013344
	10 000 - 100 000			0,00013344
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000		0,00013389
		≥ 700 000		0,00013389
	Flexível Anual			0,00013389
	Flexível Mensal			0,00013389
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000		0,00013389
		≥ 700 000		0,00013389
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00013389
		≥ 100 001		0,00013389
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00052600
		Escalão 2	221 - 500	-0,00052600
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00052600
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00052600

Quadro 3-31 - Preços da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD				
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				EUR/kWh
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00091170
			≥ 2 000 000	0,00091170
	Flexível Anual			0,00091170
	Flexível Mensal			0,00091170
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00091170
			≥ 2 000 000	0,00091170
Mensal		10 000 - 100 000	0,00091170	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00091479
			≥ 700 000	0,00091479
	Flexível Anual			0,00091479
	Flexível Mensal			0,00091479
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00091479
			≥ 700 000	0,00091479
Mensal		10 000 - 100 000	0,00091479	
			≥ 100 001	0,00091479
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00025490
		Escalão 2	221 - 500	0,00025490
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00025490
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00025490

3.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no RT, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, deve 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 proveitos dos operadores das redes de distribuição pelo uso da rede de transporte.

Conforme decorre do RT, 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 3-32 - 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				
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				EUR/kWh
URT _{ORD}				0,00083673
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00083731
			≥ 2 000 000	0,00083731
	Flexível Anual			0,00083731
	Flexível Mensal			0,00083731
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00083731
			≥ 2 000 000	0,00083731
Mensal		10 000 - 100 000	0,00083731	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00084016
			≥ 700 000	0,00084016
	Flexível Anual			0,00084016
	Flexível Mensal			0,00084016
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00084016
			≥ 700 000	0,00084016
Mensal		10 000 - 100 000	0,00084016	
		≥ 100 001	0,00084016	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00084016
		Escalão 2	221 - 500	0,00084016
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00084016
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00084016

3.4.3 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no RT, 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 RT, 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 tarifário fixo são determinados de forma a manterem a estrutura dos respetivos custos incrementais, por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais, apresentado no documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027».

3.4.3.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em MP e BP apresentam-se no Quadro 3-33, Quadro 3-34 e no Quadro 3-35.

Quadro 3-33 - 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							
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
					Fora de Vazio	Vazio	
					EUR/dia	EUR/kWh	
URD _{MP}				0,5027	0,00063989	0,00002549	0,00109097
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,5027	0,00124779	0,00002549	0,00109097
			≥ 2 000 000	0,5027	0,00063989	0,00002549	0,00109097
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,5027	0,00763262	0,00002549	0,00022910
			≥ 2 000 000	0,5027	0,00636052	0,00002549	0,00022910
	Mensal		10 000 - 100 000	0,9428	0,00684968	0,00623527	
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00243113	0,00002557	
			≥ 700 000		0,00243113	0,00002557	
	Flexível Anual				0,00243113	0,00002557	
	Flexível Mensal				0,00243113	0,00002557	
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00243113	0,00002557	
			≥ 700 000		0,00243113	0,00002557	
	Mensal		10 000 - 100 000		0,00243113	0,00002557	
			≥ 100 001		0,00243113	0,00002557	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220		0,00233615		
		Escalão 2	221 - 500		0,00233615		
		Escalão 3	501 - 1 000		0,00233615		
		Escalão 4	1 001 - 10 000		0,00233615		

Quadro 3-34 - 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)						
Nível de pressão	Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
			Fora de Vazio	Vazio		
			EUR/dia	EUR/kWh		
MP	Flexível	0,5027	0,00063989	0,00002549	0,00109097	0,00136371

Quadro 3-35 - 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)						
Nível de pressão	Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
			Fora de Vazio	Vazio		
			EUR/dia	EUR/kWh		
MP	Flexível	0,5027	0,00063989	0,00002549	0,00136371	0,00272741

3.4.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP>

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP>, clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, apresentam-se no Quadro 3-36, no Quadro 3-37 e no Quadro 3-38.

Quadro 3-36 - Preços da tarifa de URD em BP>

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >							
Nível de pressão	Opção tarifária	Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
					Fora de Vazio	Vazio	
					EUR/dia	EUR/kWh	
URD _{BP>}				0,0653	0,00663152	0,00012380	0,00217740
BP>	Longas Utilizações	10 000 - 700 000	0,0653	0,00663152	0,00012380	0,00217740	
			≥ 700 000	0,0653	0,00232103	0,00012380	0,00217740
	Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,0653	0,02917869	0,00012380	0,00047903	
			≥ 700 000	0,0653	0,02392653	0,00012380	0,00047903
	Mensal	10 000 - 100 000	2,6184	0,01471478	0,01251755		
			≥ 100 001	11,4580	0,01087987	0,00868264	

Quadro 3-37 - 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)						
Nível de pressão	Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
			Fora de Vazio	Vazio		
			EUR/dia	EUR/kWh		
BP>	Flexível	0,0653	0,00663152	0,00012380	0,00217740	0,00272174

Quadro 3-38 - 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)						
Nível de pressão	Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
			Fora de Vazio	Vazio		
			EUR/dia	EUR/kWh		
BP>	Flexível	0,0653	0,00663152	0,00012380	0,00272174	0,00544349

3.4.3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP<

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

Quadro 3-39 - Preços da tarifa de URD em BP<

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Nível de pressão	Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
				Fora de Vazio	Vazio	
				EUR/dia	EUR/kWh	
URD _{BP<}			0,0159	0,01177166	0,00012380	0,00231753
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,0159	0,04163068		
	Escalão 2	221 - 500	0,0515	0,03642356		
	Escalão 3	501 - 1 000	0,0860	0,03340869		
	Escalão 4	1 001 - 10 000	0,1457	0,03209752		

3.5 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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

Nos termos do RT, 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 2026-2027, 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 de segurança de gás, que decorre do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e da Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás.

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 3-40 - 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)	0,02295872

A ERSE procedeu a uma alteração do RT 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 ³⁶, de acordo com o previsto no artigo 152.º do RT. Para o ano gás 2026-2027, a ERSE mantém os parâmetros β_t e μ_t que vigoraram no ano gás 2025-2026:

³⁶ Mecanismo aprovado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio.

$$\beta_t = 0,5$$

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

De acordo com os n.ºs 4 e 5 do referido artigo, a atualização da tarifa de Energia para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas é repercutida nas várias tarifas de energia aplicadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas, bem como em todos os preços de energia da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, da tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo e da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de último recurso retalhistas.

3.5.2 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 3.5.1.

Quadro 3-41 - Tarifa de Energia 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	0,02305290
	Escalão 2	0,02305290
	Escalão 3	0,02305290
	Escalão 4	0,02305290

3.5.3 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 os preços da tarifa de Comercialização, 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 3-42 - 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)	0,0836
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00062583

3.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas a clientes em AP ³⁷, para as diferentes opções tarifárias disponíveis (longas utilizações e opções flexíveis), a vigorarem no ano gás 2026-2027.

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

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE							
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	0,000749	0,00049580					
Flexível Diária	0,000749					0,00297478	0,00495797
Flexível Mensal	0,000749			0,00074370	0,00148739		
Flexível Anual	0,000749	0,00049580	0,00074370				

³⁷ No caso dos produtores de eletricidade, os mesmos equivalem aos produtores de energia elétrica em regime ordinário, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a 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	0,000894	0,00049580					
Flexível Diária	0,000894					0,00297478	0,00495797
Flexível Mensal	0,000894			0,00074370	0,00148739		
Flexível Anual	0,000894	0,00049580	0,00074370				

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores das 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	0,000895	0,00049580

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas a clientes em MP e BP, a vigorarem no ano gás 2026-2027.

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.

Realce-se que, nos termos do artigo 209.º do RT, a opção tarifária de curtas utilizações extinguir-se-á até ao final do período de regulação atual. Assim, com base neste enquadramento, procedeu-se à redução das modulações no cálculo dos preços desta opção tarifária ³⁸, incentivando a transição dos clientes remanescentes ³⁹ para outras opções tarifárias.

³⁸ Adotam-se modulações de 60 e 30 dias no cálculo dos preços da opção de curtas utilizações para MP e BP>, respetivamente. Anteriormente, estes valores eram de 80 e 50 dias.

³⁹ No final de 2024, persistiam 19 instalações faturadas na opção tarifária de curtas utilizações.

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	0,5027	0,002997	0,001775	0,00109097
	≥ 2 000 000	0,5027	0,002389	0,001775	0,00109097
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,5027	0,009382	0,001775	0,00022910
	≥ 2 000 000	0,5027	0,008110	0,001775	0,00022910
Mensal	10 000 - 100 000	0,9428	0,008599	0,007984	

Quadro 3-47 - 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)		
Flexível	0,5027	0,002389	0,001775	0,00109097	0,00136371

Quadro 3-48 - 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)		
Flexível	0,5027	0,002389	0,001775	0,00136371	0,00272741

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	0,0653	0,010818	0,001904	0,00217740
	≥ 700 000	0,0653	0,006507	0,001904	0,00217740
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,0653	0,033365	0,001904	0,00047903
	≥ 700 000	0,0653	0,028113	0,001904	0,00047903
Mensal	10 000 - 100 000	2,6184	0,018901	0,014298	
	≥ 100 001	11,4580	0,015066	0,010463	

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 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	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
		Fora de Vazio	Vazio		(abril a setembro)
		(EUR/dia)	(EUR/kWh)		(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,0653	0,010818	0,001904	0,00217740	0,00272174

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 exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal	Capacidade Mensal
		Fora de Vazio	Vazio	(abril a setembro)	(outubro a março)
		(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,0653	0,010818	0,001904	0,00272174	0,00544349

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	0,0159		0,045062
Escalão 2	221 - 500	0,0515		0,039855
Escalão 3	501 - 1000	0,0860		0,036840
Escalão 4	1001 - 10000	0,1457		0,035529

Todos os consumidores com faturação em MP, incluindo os consumidores com ligação em BP e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m³, podem optar por tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP.

A metodologia de cálculo do desconto a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, está definida no documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027».

O cálculo do desconto a aplicar às tarifas de Acesso às Redes em MP é efetuado com base na diferença entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e MP, descontando o custo de investimento necessário na construção de um ramal de ligação até à rede de AP, através da seguinte fórmula:

$$\text{Desconto } (W,d) \text{ [EUR/kWh]} = C_w - (C_{d1} \times d + C_{d2}) \times \frac{1}{W}$$

Em que W corresponde à energia anual (kWh), d à distância em km entre a instalação consumidora e a rede de AP e C_w , C_{d1} e C_{d2} são constantes definidas como:

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{365}{\text{modulação}} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right]$$

$$C_{d1} = 35\,030 \text{ EUR/km}$$

$$C_{d2} = 39\,596 \text{ EUR}$$

As constantes C_{d1} e C_{d2} foram determinadas no primeiro ano de implementação do desconto, tendo permanecido iguais nos anos gás subsequentes. TW_{MP} e TW_{AP} correspondem aos preços de energia das tarifas de Acesso às Redes em MP e AP, respetivamente, e $TCap_{MP}$ e $TCap_{AP}$ correspondem aos preços de capacidade utilizada das tarifas de Acesso às Redes em MP e AP, respetivamente.

O termo fixo do desconto (C_w) a aplicar no ano gás 2026-2027 é calculado pela seguinte expressão:

$$C_w = \left[(0,002338 - 0,000894) + \frac{365}{227} \times (0,00109097 - 0,00049580) \right]_{AG\ 2026/2027} = 0,002400 \text{ (EUR/kWh)}$$

Assim, no ano gás 2026-2027, o desconto, em EUR/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos anteriormente definidos:

$$\text{Desconto [EUR/kWh]} = 0,002400 - (35\ 030 \times d + 39\ 596) \times \frac{1}{W}$$

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 a 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 29.º do RT, no caso dos clientes ligados em BP e com consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de m³), mantém-se a regra de opção pelas tarifas de Acesso às Redes em MP. A 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.

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

Nas instalações abastecidas por UAG propriedade de 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 consideradas 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 EUR/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 EUR/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 e do preço da tarifa de Uso Global do Sistema. 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)

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES - UAG (propriedade de clientes)	
	Energia
	EUR/kWh
UAG - Propriedade de Clientes	0,002100

3.7 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, 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 deveriam 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 tivessem contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP> terminou em 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 (BP<). Este diploma 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 121-B/2025/1,

de 20 de março, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP< vigoram até 31 de dezembro de 2027.

Neste contexto, as tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se atualmente extintas. Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam no CUR são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

Recorde-se que, nos termos do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, foi permitido o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural, regime que se mantém em vigor até 31 de dezembro de 2027, nos termos do nº 6, do artigo 2.º, do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, na redação vigente.

3.7.1 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 2026.

A ERSE procedeu a uma alteração do RT 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 ⁴⁰.

⁴⁰ Mecanismo aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril.

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m ³ /ano				
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia
			EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0	- 220	0,0959	0,0688
Escalão 2	221	- 500	0,1378	0,0639
Escalão 3	501	- 1 000	0,1743	0,0608
Escalão 4	1 001	- 10 000	0,2211	0,0595

3.8 TARIFAS A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

O conceito de fornecimento supletivo encontra-se previsto no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e no n.º 2 do artigo 240.º do Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás, aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.

O fornecimento de gás pelos comercializadores de último recurso retalhistas, a título supletivo, é aplicado nas situações em que o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, bem como o fornecimento de gás em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado. Em matéria de aplicação de tarifas de gás, o fornecimento supletivo está contemplado no artigo 16.º do RT do setor do gás.

3.8.1 TARIFA DE ENERGIA A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) aos consumidores em AP, MP e BP>, no âmbito do fornecimento supletivo, apresentam-se no quadro seguinte.

Esta tarifa é determinada de acordo com a metodologia de cálculo descrita no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027”. O valor da tarifa de Energia para os clientes que estejam a ser fornecidos pelos CURr através do fornecimento supletivo (AP, MP e BP>) resulta da soma da tarifa de Energia que serve de base para os CURr com um diferencial de equilíbrio para o mercado, estabelecendo-se o valor de

18,35 €/MWh para o ano gás 2026-2027, ajustado para o nível de pressão em causa (fator de perdas correspondente).

A tarifa de Energia aplicada no âmbito do fornecimento supletivo pode ser revista trimestralmente, devido ao mecanismo de adequação da tarifa de Energia referido no ponto 3.5.1.

Quadro 3-55 - Tarifa de Energia a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFA DE ENERGIA - a aplicar pelos CURr, no âmbito do fornecimento supletivo	
Alta Pressão (EUR/kWh)	0,04132320
Média Pressão (EUR/kWh)	0,04135213
BP> (EUR/kWh)	0,04149273

3.8.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Comercialização a aplicar pelos CURr aos consumidores em AP, MP e BP>, no âmbito do fornecimento supletivo, apresentam-se no quadro seguinte. Estes preços são iguais aos preços da tarifa de Comercialização a aplicar pelos CURr aos consumidores em BP<, no âmbito da aplicação da tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais.

Quadro 3-56 - Tarifa de Comercialização a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	
Termo Tarifário Fixo (EUR/dia)	0,0836
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00062583

3.8.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelos CURr aos consumidores em AP, MP e BP>, no âmbito do fornecimento supletivo, são os seguintes:

- Para fornecimentos aos Centros Eletroprodutores aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em AP para entregas a produtores de eletricidade ⁴¹ (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 MP aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em MP (Quadro 3-46, Quadro 3-47 e Quadro 3-48).
- Para fornecimentos em BP e com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão > (Quadro 3-49, Quadro 3-50 e Quadro 3-51).

3.8.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A APLICAR PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr aos consumidores em AP, MP e BP>, a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2026.

Estas tarifas são calculadas através da soma da tarifa de Energia (ponto 3.8.1), da tarifa de Comercialização (ponto 3.8.2) e da tarifa de Acesso às Redes (ponto 3.8.3), associada a cada um destes níveis de pressão.

Quadro 3-57 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos produtores de eletricidade, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CURr AOS PRODUTORES DE ELETRICIDADE								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	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)
Longas Utilizações	0,0836	0,042698	0,00049580					
Flexível Diária	0,0836	0,042698					0,00297478	0,00495797
Flexível Mensal	0,0836	0,042698			0,00074370	0,00148739		
Flexível Anual	0,0836	0,042698	0,00049580	0,00074370				

⁴¹ Estes produtores de eletricidade equivalem aos produtores de energia elétrica em regime ordinário, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Quadro 3-58 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Alta Pressão, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM ALTA PRESSÃO									
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	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/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	0,0836	0,042843	0,00049580						
Flexível Diária	0,0836	0,042843						0,00297478	0,00495797
Flexível Mensal	0,0836	0,042843			0,00074370	0,00148739			
Flexível Anual	0,0836	0,042843	0,00049580	0,00074370					

Quadro 3-59 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Média Pressão, no âmbito do fornecimento supletivo

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	0,5863	0,044975	0,043753	0,00109097
	≥ 2 000 000	0,5863	0,044367	0,043753	0,00109097
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,5863	0,051360	0,043753	0,00022910
	≥ 2 000 000	0,5863	0,050088	0,043753	0,00022910
Mensal	10 000 - 100 000	1,0264	0,050577	0,049962	

Quadro 3-60 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES 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)		
Flexível	0,5863	0,044367	0,043753	0,00109097	0,00136371

Quadro 3-61 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar CURr, aos clientes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do fornecimento supletivo

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	0,5863	0,044367	0,043753	0,00136371	0,00272741

Quadro 3-62 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Baixa Pressão>, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo EUR/dia	Energia		Capacidade Utilizada EUR/(kWh/dia)/dia
			Fora de Vazio EUR/kWh	Vazio EUR/kWh	
Longas Utilizações	10 000 - 700 000	0,1489	0,052937	0,044023	0,00217740
	≥ 700 000	0,1489	0,048626	0,044023	0,00217740
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,1489	0,075484	0,044023	0,00047903
	≥ 700 000	0,1489	0,070232	0,044023	0,00047903
Mensal	10 000 - 100 000	2,7020	0,061020	0,056417	
	≥ 100 000	11,5416	0,057185	0,052582	

Quadro 3-63 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos clientes em Baixa Pressão> (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão), no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES 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	0,1489	0,052937	0,044023	0,00217740	0,00272174

Quadro 3-64 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar CURr, aos clientes em Baixa Pressão> (opção flexível com contratação exclusivamente mensal), no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS CLIENTES 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	0,1489	0,052937	0,044023	0,00272174	0,00544349

3.9 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 setor elétrico.

O artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 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”.

As tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso integram um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, e o Despacho n.º 4240-B/2026, de 31 de março. 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 56,9% 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 RT:

- Anula preferencialmente o termo fixo da tarifa de Acesso às Redes ⁴², 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 3.9.1, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas no capítulo 3.9.2.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio 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.

⁴² No caso do 2.º escalão de consumo a anulação é apenas parcial, uma vez que a anulação total iria resultar em termos de energia crescentes com o escalão de consumo ao nível da tarifa social de Venda Clientes Finais.

Conforme apresentado no Quadro 3-65, cerca de 59,9 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás no final do 4.º trimestre de 2025, representando um acréscimo de 6,9% em relação ao trimestre homólogo.

Para o ano gás 2026-2027 prevê-se que cerca de 59,9 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás. Este valor tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, assumindo-se o número de clientes com tarifa social registado no 4.º trimestre de 2025.

Quadro 3-65 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás

	T1 2023	T2 2023	T3 2023	T4 2023	T1 2024	T2 2024	T3 2024	T4 2024	T1 2025	T2 2025	T3 2025	T4 2025	Variação T12025/T42024	Variação T42025/T42024
Mercado Regulado	8 399	9 023	9 190	9 412	9 604	9 704	10 229	10 796	10 718	10 903	10 809	11 039	-0,7%	2,3%
Mercado Livre	42 245	41 775	41 752	41 954	41 670	41 482	44 054	45 235	47 692	46 745	48 705	48 838	5,4%	8,0%
Total	50 644	50 798	50 942	51 366	51 274	51 186	54 283	56 031	58 410	57 648	59 514	59 877	4,2%	6,9%

Fonte: ERSE (dados obtidos no âmbito da monitorização de preços do 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.

3.9.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

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

No quadro seguinte apresentam-se os preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2026-2027, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-66 - 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	0,019882
Escalão 2	221	- 500	0,0132	0,019469

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

Quadro 3-67 - 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	0,0159	0,025180
Escalão 2	221	-	500	0,0383	0,020386

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

Os preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, aplicáveis aos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2026, apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 3-68 - 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	0,0800	0,0436
Escalão 2	221	-	500	0,0995	0,0435

4 PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2026-2027

Os serviços regulados são serviços obrigatórios prestados por entidades habilitadas para o efeito (operadores de infraestruturas e comercializadores), que são pagos pelos requisitantes que os solicitam.

O regime regulamentar subjacente à prestação dos serviços regulados consta de distintas peças regulamentares, designadamente:

- Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) ⁴³:
 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (artigo 386.º);
 - Preço de leitura extraordinária (artigo 384.º);
 - Preço dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás (artigo 387.º);
 - Encargos de ligação de instalações com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, dentro da área de influência da rede de distribuição (artigo 157.º);
 - 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 (artigo 159.º);
 - Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes (artigo 168.º).
- Regulamento Tarifário do setor do Gás (RT) ⁴⁴:
 - Preço aplicável na mudança de comercializador (artigo 99.º);
 - Preços aplicáveis na prestação de serviços complementares pelo terminal de GNL (artigo 50.º).
- Regulamento da Apropriação Indevida de Energia (RAIE) (artigo 11.º) ⁴⁵:
 - Limite para os encargos com a deteção e tratamento da anomalia;
 - Majoração em caso de reincidência;
 - Consumo Médio Anual e Desvio Padrão.

⁴³ [Regulamento n.º 827/2023](#), de 28 de julho.

⁴⁴ [Regulamento n.º 825/2023](#), de 28 de julho.

⁴⁵ [Regulamento n.º 814/2023](#), de 27 de julho.

4.1 PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS PREVISTOS NO RRC

4.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

O RRC estabelece que o não pagamento das faturas no prazo estipulado constitui o cliente em mora e pode fundamentar a interrupção do fornecimento. Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do dia seguinte ao do vencimento da fatura. Tratando-se de clientes dos comercializadores de último recurso, com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, se o valor resultante do cálculo dos juros não atingir uma determinada quantia mínima, os atrasos de pagamento ficam sujeitos ao pagamento dessa quantia mínima, de modo a cobrir os custos de processamento administrativo originados pelo atraso (artigo 66.º).

Cabe à ERSE a fixação anual da quantia mínima a pagar em caso de mora, mediante apresentação de proposta fundamentada por parte dos comercializadores de último recurso (artigo 386.º).

PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O RRC estabelece que, se por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas, não for possível o acesso ao equipamento de medição para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os quatro meses consecutivos, e não existindo qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período, o operador da rede deve promover a realização de uma leitura extraordinária, havendo lugar ao pagamento de encargos com a realização da referida leitura por parte do cliente (artigo 37.º).

Cabe à ERSE a fixação anual do preço de leitura extraordinária, mediante apresentação de proposta fundamentada por parte dos operadores das redes (artigo 384.º).

PREÇO DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E DE RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS

De acordo com o previsto no RRC, os comercializadores e os clientes que sejam agentes de mercado são responsáveis pelo pagamento dos serviços de interrupção e de restabelecimento ao operador de rede, sem prejuízo do direito de regresso sobre os seus clientes. Depois de ocorrida uma interrupção, os clientes

podem solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de gás nos termos e nos prazos máximos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço, mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE (artigo 80.º).

A fixação anual dos serviços de interrupção e de restabelecimento, deve ser precedida de proposta fundamentada por parte dos operadores das redes (artigo 387.º).

ENCARGOS DE LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M³, DENTRO DA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme estabelecido no RRC, a ligação à rede de distribuição de instalações de clientes em baixa pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, dentro da área de influência da rede de distribuição ⁴⁶, pode tornar necessário o pagamento, por parte do requisitante da ligação, de encargos relativos à construção dos seguintes elementos de ligação:

- Ramal de distribuição, nas situações em que o ramal de distribuição excede o comprimento máximo definido pela ERSE na Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho ⁴⁷ (10 metros);
- Rede a construir.

O preço unitário do ramal de distribuição e o preço unitário de rede a construir são aprovados pela ERSE, ouvidas as entidades envolvidas, por sua iniciativa ou mediante proposta conjunta dos operadores das redes de distribuição (artigo 157.º).

⁴⁶ Considera-se área de influência da rede de distribuição o espaço geográfico que se situa na proximidade da rede existente. A fronteira da área de influência da rede de distribuição é determinada com base numa distância máxima à rede existente, tendo sido definida pela ERSE na Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, em 100 metros.

⁴⁷ Disponível em <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/1440042/details/>.

FATORES A CONSIDERAR NO CÁLCULO DO SOBRECUSTO DE VEICULAÇÃO DE GÁS NATURAL, PARA LIGAÇÕES ÀS REDES DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³

O RRC estabelece que os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³, a suportar pelo requisitante, correspondem ao maior dos seguintes valores:

- 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;
- 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.

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

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

em que:

- I_p Valor do investimento na ligação à rede (€)
 Q_p Caudal anual previsto na instalação a ligar à rede (kWh)

A aplicação da fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás prevê a publicação anual pela ERSE de um fator para cada nível de pressão (F_j).

Refira-se que a ERSE, por sua iniciativa ou mediante proposta conjunta dos operadores das redes de distribuição, pode proceder à sua alteração, depois de consultadas as entidades envolvidas (artigo 159.º).

VALORES DE REFERÊNCIA, A CONSIDERAR PARA EFEITOS TARIFÁRIOS, REFERENTES AOS CUSTOS COM A INTEGRAÇÃO NAS REDES DE POLOS DE CONSUMO EXISTENTES

O RRC prevê que o operador da rede de distribuição pode acordar com outras entidades a aquisição de ativos destinados à distribuição de gases combustíveis, para os integrar nas redes de distribuição de gás, sendo os respetivos custos aceites para efeitos tarifários.

Para efeitos de integração nas redes de distribuição de gás, estão previstas duas 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.

Os limites (valores de referência) aos custos a considerar para efeitos tarifários nas operações de integração nas redes de gás de polos de consumo existentes são definidos pela ERSE, os quais são igualmente afetos de um parâmetro de eficiência económica apurado casuisticamente para cada operador de rede de distribuição em função da redução por ele obtida no custo médio unitário de veiculação de gás.

Nos casos previstos na alínea a) são aceites os custos com a adaptação de aparelhos de queima existentes nas instalações à data da integração do polo de consumo em que se inserem. Nos casos previstos na alínea b) são aceites os custos com o estabelecimento das instalações de utilização dos clientes, bem como os que decorrem da adaptação de aparelhos de queima existentes nas instalações à data da integração do polo de consumo em que se inserem (artigo 168.º).

4.1.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Os comercializadores de último recurso retalhistas propuseram a manutenção, para o ano gás 2026-2027, dos valores em vigor relativos à quantia mínima a pagar em caso de mora, justificando a proposta com a adequação desses valores ao objetivo de sinalização da necessidade de cumprimento dos prazos de pagamento. É ainda referido que a proposta de manutenção dos preços tem o objetivo de não agravar os custos a suportar pelos consumidores, num período ainda exigente do ponto de vista socioeconómico.

Em relação aos preços dos serviços prestados pelos operadores das redes de distribuição, procurando a plena aplicação do princípio dos preços aderentes aos custos, um objetivo referido pelo Conselho Tarifário em vários dos seus pareceres de anos anteriores, os operadores das redes de distribuição foram instados a submeter propostas em que os preços dos serviços reflitam os custos inerentes à sua prestação, de modo a fornecer aos clientes sinais económicos adequados e evitar a subsidiação entre clientes. Assim, foi-lhes solicitado que apresentassem caracterização dos custos reais, forma de contratação dos serviços bem como descrição dos indutores de custos relevantes e respetiva justificação.

A ERSE recebeu propostas da Floene (em representação dos operadores das redes de distribuição Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás e Tagusgás), da REN Portgás Distribuição e da Sonorgás, distintas entre si, nos termos que se resumem de seguida.

A **Floene** apresenta os custos (totais e unitários) reais referentes ao ano de 2025, individualizados por serviço, embora sem indicar qual a metodologia de obtenção destes valores. Constata-se que os valores são bastante alinhados com os preços em vigor. Não obstante, a empresa propõe, preços para 2026-2027 baseados nos preços em vigor em 2025-2026 aos quais propõe que se aplique uma taxa de variação de 2,3% (conforme o índice de preços no consumidor (IPC) de 2025, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística), em todos os preços exceto nos custos de interrupção, onde propõe uma variação de 8,3%.

A **REN Portgás** apresenta uma estimativa de custos unitários reais de leitura extraordinária e interrupção e restabelecimento de fornecimento para 2025-2026 que, no entanto, não justifica. A esses custos unitários são aplicadas as indexações previstas nas cláusulas dos seus contratos de empreitada sujeitos ao Código dos Contratos Públicos para obter a proposta para 2026-2027. Quanto aos custos com a integração de polos de consumo (conversões e reconversões), a empresa aplica aos custos em vigor em 2025-2026 as indexações previstas nas cláusulas dos seus contratos para obter a proposta para 2026-2027. Por último, relativamente aos encargos com a rede a construir, a empresa propõe o valor constante do seu contrato de empreitada contínua.

A **Sonorgás**, na sua proposta distingue entre:

- Serviços realizados internamente - leitura extraordinária e interrupção e restabelecimento de fornecimento – sendo identificados os custos unitários reais com base na decomposição dos custos efetivamente incorridos e nos tempos médios de execução dos serviços e;
- Serviços realizados por prestadores externos - custos com a integração de polos de consumo (conversões e reconversões) e encargos com a rede a construir – para a realização dos quais a empresa recorre a uma bolsa de empreiteiros qualificados, criada através de concurso público internacional, propondo que sejam atualizados com o IPC de 2025 (2,3%).

O Quadro 4-1 apresenta as propostas dos vários operadores das redes de distribuição para os preços dos serviços regulados constantes do RRC, para o ano gás 2026-2027.

Quadro 4-1 – Proposta dos operadores de rede de distribuição para os preços dos serviços regulados para 2026-2027

	Em vigor	Proposta Empresas T26-27			Variação %		
	2025-2026	Floene	Sonorgás	REN Portgás	Floene	Sonorgás	REN Portgás
Leitura extraordinária (EUR)	17,27	17,67	22,91	23,43	2,3%	32,7%	35,7%
Interrupção de fornecimento (EUR)	20,73	22,44	22,91	22,99	8,3%	10,5%	10,9%
Restabelecimento do fornecimento: Dia útil (8h às 18h) (EUR)	31,09	31,81	26,72	22,74	2,3%	-14,1%	-26,9%
Restabelecimento do fornecimento: Dia útil (18h às 24h) (EUR)	36,97	37,82	34,36	39,01	2,3%	-7,1%	5,5%
Restabelecimento do fornecimento: Restantes dias (EUR)	36,97	37,82	34,36	39,01	2,3%	-7,1%	5,5%
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento (EUR)	11,96	12,24	11,13	12,34	2,3%	-6,9%	3,2%
Troço do ramal que excede o comprimento máximo (EUR/m)	37,67	38,54	38,54	52,19	2,3%	2,3%	38,5%
Rede a construir (EUR/m)	60,33	61,72	61,72	76,17	2,3%	2,3%	26,3%
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 168.º do RRC (EUR)	411,38	420,84	420,84	467,66	2,3%	2,3%	13,7%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 168.º do RRC (EUR)	694,78	710,76	710,76	789,83	2,3%	2,3%	13,7%

Legenda: Mínimo Máximo

4.1.3 PREÇOS E PARÂMETROS A VIGORAR NO ANO GÁS 2026-2027

ANÁLISE DAS PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição de gás e pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, ou seja, não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a utilização destes serviços, garantida uma correta alocação de custos, não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada, de acordo com regras de requisição e custeio transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, por um lado, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço (princípio do utilizador pagador) e, por outro lado, a uniformidade de

preços no território nacional, evitando discriminação dos consumidores com base na sua localização geográfica, em linha com as recomendações anteriores do Conselho Tarifário da ERSE.

No exercício anual de fixação dos preços dos serviços regulados do setor do gás, a ERSE tem aceitado as propostas das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação e, na ausência dessas propostas, mantido os preços.

Tendo por base o enquadramento anterior e as propostas apresentadas pelas empresas, os preços dos serviços regulados, para o ano gás 2026-2027, são atualizados nos seguintes termos:

- No que se refere à quantia mínima a pagar em caso de mora, mantém-se os valores em vigor, como proposto pelos comercializadores de último recurso retalhistas;
- No que se refere aos preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção do fornecimento, decide-se um aumento de 10,0%, limitando a variação dos preços à semelhança do setor elétrico.
- No que se refere aos preços dos serviços de restabelecimento do fornecimento nos dias úteis das 8h às 18h decide-se a manutenção o preço em vigor.
- No que se refere aos preços dos serviços de restabelecimento do fornecimento nos dias úteis das 18h às 24h e nos restantes dias, no adicional para restabelecimento urgente do fornecimento, aos valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás e aos encargos com a rede, é aprovado um aumento de 2,3% face aos valores em vigor, alinhado, de forma geral, com a proposta dos operadores das redes de distribuição (exceto a REN Portgás).

Refira-se que os aumentos aprovados vêm na sequência de aumentos em anos anteriores (+12% para o ano gás 2022-2023, +1,9% para o ano gás 2023-2024, +4,3% para o ano gás 2024-2025 e +2,4% para o ano gás 2025-2026), após um período de dez anos durante o qual os preços dos serviços regulados do setor do gás se mantiveram inalterados.

A convergência dos preços aos custos reais é desejável, mas deve ser gradual por forma a não onerar de forma repentina os consumidores, num contexto económico volátil e incerto. Conforme apresentado acima, apenas em dois dos preços as variações ficam limitadas a 10%, tendo em conta as propostas dos ORD.

4.1.3.1 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

As quantias mínimas a pagar em caso de mora assumem, no ano gás 2026-2027, os valores que se apresentam no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m³)

Atraso no pagamento	EUR			
	Preços em vigor	Preços para 2026-2027		
	2025-2026	Proposta das empresas	Adotado pela ERSE	Variação
	[a]	[b]	[c]	[c/a]
Até 8 dias	1,25	1,25	1,25	0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	1,85	0%

Os prazos referidos no quadro anterior são contínuos.

4.1.3.2 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O preço do serviço de leitura extraordinária assume, no ano gás 2026-2027, o valor apresentado no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preço para o serviço de leitura extraordinária

Cliente	Horário	EUR					
		Preços em vigor	Preços para 2026-2027				
		2025-2026	Proposta das empresas	Variação	Adotado pela ERSE	Variação	
	[a]	[b]		[c]	[c/a]		
Todos os clientes	Dias úteis (09h às 18h)	17,27	17,67	Floene	2,3%	19,00	10,0%
			22,91	Sonorgás	32,7%		
			23,43	REN Portgás	35,7%		

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.

4.1.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás, no ano gás 2026-2027, são os indicados no Quadro 4-4.

Quadro 4-4 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás

Cliente	Serviços	Preços para 2026-2027								
		Preços em vigor		Preços para 2026-2027				Adotado pela ERSE	Variação	
		2025-2026	Proposta Floene		Proposta Sonorgás		Proposta REN Portgás			
[a]	[b]	[b/a]	[c]	[c/a]	[d]	[d/a]	[e]	[e/a]		
Todos os clientes	Interrupção de fornecimento	20,73	22,44	8,3%	22,91	10,5%	22,90	10,9%	22,80	10,0%
	Restabelecimento do fornecimento:									
	Dia útil (8h às 18h)	31,09	31,81	2,3%	26,72	-14,1%	22,77	-26,9%	31,09	0,0%
	Dia útil (18h às 24h)	36,97	37,82	2,3%	34,36	-7,1%	39,01	5,5%	37,83	2,3%
	Restantes dias	36,97	37,82	2,3%	34,36	-7,1%	39,01	5,5%	37,83	2,3%
Adicional para restabelecimento urgente	11,96	12,24	2,3%	11,13	-6,9%	12,34	3,2%	12,24	2,3%	

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

Os horários de prestação dos serviços devem respeitar o previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás.

4.1.3.4 ENCARGOS DE LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M³, DENTRO DA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os encargos de ligação de instalações com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, dentro da área de influência da rede de distribuição, no ano gás 2026-2027, são os indicados no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Encargos de ligação de instalações com consumo anual até 10 000 m³, dentro da área de influência

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor		Preços para 2026-2027				
	2025-2026	Proposta Floene e Sonorgás		Proposta REN Portgás		Adotado pela ERSE	Variação
	[a]	[b]	[b/a]	[c]	[c/a]		
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€/m)	37,67	38,54	2,3%	52,19	38,5%	38,55	2,3%
Rede a construir (€/m)	60,33	61,72	2,3%	76,17	26,3%	61,74	2,3%

Aos valores constantes do Quadro 4-5 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.3.5 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

A aplicação da metodologia estabelecida na Diretiva n.º 2/2011 (detalhada na secção 4.1.1), aos custos do capital unitário médio global dos operadores das redes de distribuição para baixa e média pressão e às quantidades de consumo consideradas nas tarifas para o ano gás 2026-2027 conduz à definição dos 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 que constam no Quadro 4-6.

Quadro 4-6 - 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

Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m ³	euros/kWh			
	Fatores em vigor	Fatores para 2026-2027		
	2025-2026	Proposta das empresas	Adotado pela ERSE	Variação
	[a]	[b]	[c]	[c/a]
Baixa pressão (> 10 000 m ³)	0,058398	n.a	0,068461	17,2%
Média pressão	0,026159	n.a	0,031540	20,6%

Os aumentos significativos devem-se ao efeito conjugado do aumento do CAPEX, que cresceu cerca de +9,6%, e da redução das quantidades, em cerca de 4,8%, na MP, e de 2,0%, na BP>.

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

Os custos a suportar pelo SNG a título de conversões e reconversões, no ano gás 2026-2027, devem considerar os valores de referência constantes no Quadro 4-7.

Quadro 4-7 - Valores de referência para custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás

Valores de referência - VR_t^j	EUR						
	Valores em vigor	Valores para 2026-2027				Variação	
	2025-2026	Proposta Floene e Sonorgás		Proposta REN Portugal			Adotado pela ERSE
	[a]	[b]	[b/a]	[c]	[c/a]	[d]	[d/a]
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 168.º do RRC	411,38	420,84	2,3%	467,66	13,7%	421,01	2,3%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 168.º do RRC	694,78	710,76	2,3%	789,83	13,7%	711,04	2,3%

Aos valores constantes do quadro anterior aplica-se casuisticamente o parâmetro de eficiência apurado para cada ORD em função da seguinte expressão [A] e por aplicação do termo de eficiência expresso no Quadro 4-8.

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

- $P_{t,i}^j$ corresponde ao valor final de referência para o ORD i , a vigorar no ano gás t , onde j corresponde à tipologia prevista nas alíneas a) ou b) do n.º 3 do artigo 168.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 168.º do RRC;
- e_i corresponde ao fator de eficiência (aplicável ao ORD i) para cada um dos escalões referidos na tabela seguinte:

Quadro 4-8 -Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência

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

PA - Ponto de abastecimento

4.2 PREÇOS E CONDIÇÕES DOS SERVIÇOS REGULADOS PREVISTOS NO RT

4.2.1 PREÇO APLICÁVEL NA MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Nos termos do RT do setor do gás, a partir do ano gás 2023-2024 foi eliminada a tarifa de Operação Logística e de Mudança de Comercializador, passando uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador a ser recuperada através de um preço regulado aplicável aos comercializadores. A outra parte passou a ser recuperada na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, incluída na tarifa de Acesso às Redes. O preço regulado, estabelecido no artigo 99.º do RT, é aplicável ao comercializador que inicia o contrato com o cliente.

O preço é aplicável à contratação inicial e às mudanças de comercializador ativadas na plataforma do Operador logístico de mudança de comercializador e de agregador (OLMCA), nomeadamente às captações de clientes que os comercializadores de mercado efetuam na carteira dos CUR retalhistas, às situações em que os clientes mudam entre dois comercializadores em mercado, e ainda aos regressos legalmente permitidos a fornecimento pelos CUR ⁴⁸. No caso de contratos duais, que incluem os fornecimentos de eletricidade e gás, e por equiparação com as mudanças necessárias no caso de fornecimentos individuais de cada vetor energético, o preço regulado é devido separadamente para cada vetor energético.

A determinação do preço regulado e da parcela a recuperar através das tarifas de Acesso às Redes deve respeitar um conjunto de condições. Em primeiro lugar, o preço do serviço regulado deve ser fixado em valores que evitem uma recuperação em excesso de receitas face aos proveitos permitidos do OLMCA. Caso contrário, isso levaria a ajustamentos favoráveis aos consumidores no geral, o que em última instância iria significar que se tinha criado um preço excessivamente alto para o processo de mudança, e cujo valor em excesso seria socializado por todos os consumidores. Em segundo lugar, pretende-se que o preço do serviço regulado seja estável no tempo, evitando variações anuais significativas. Em função do nível de proveitos permitidos do OLMCA, a variação dos proveitos permitidos entre anos poderia ser refletida na parte recuperada através das tarifas de gás aplicadas ao consumo. Em terceiro lugar, o enquadramento legal prevê que a recuperação dos custos através das tarifas tenha um caráter supletivo.

Ponderadas estas considerações, o preço aprovado pela ERSE procura que, face à estimativa de mudanças de comercializador a ocorrer no ano gás 2026-2027, sejam recuperados metade dos proveitos permitidos do OLMCA através do preço regulado, a que acresce o IVA à taxa legal em vigor. A proporção de recuperação dos proveitos através do preço poderá ser alvo de atualização em próximo ano gás conforme os desenvolvimentos do setor, nomeadamente quanto à evolução do número de mudanças devido à eletrificação da procura de gás e à realização de concurso para OLMCA, a decorrer previsivelmente até ao final de 2026 ⁴⁹.

No ano gás 2026-2027 estimam-se 267 921 mudanças de comercializador ativadas, das quais 17 333 relativas a contratações no mercado regulado. Estes valores refletem o nível de mudanças entre os meses

⁴⁸ Em caso de cessações ou denúncias de contrato sem outro comercializador que o substitua (saídas diretas) não há lugar a um pagamento.

⁴⁹ Nos termos definidos pelo [Despacho n.º 3321/2026](#), de 13 de março, que determina a elaboração do procedimento concursal para a atribuição da licença de operador logístico de mudança de comercializador e de agregador.

de janeiro e dezembro de 2025, inclusive. O Quadro 4-9 apresenta o preço aplicável na mudança de comercializador para o ano gás 2026-2027, bem como a variação face ao ano gás anterior.

Quadro 4-9 - Preço aplicável na mudança de comercializador

Mudança de comercializador	Ano gás		Variação
	2025-2026	2026-2027	
	[a]	[b]	[b/a]
Preço aplicável na mudança de comercializador (EUR/mudança)	1,10	0,90	-18,2%

4.2.2 PREÇOS E CONDIÇÕES APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS COMPLEMENTARES PELO TERMINAL DE GNL

O Anexo III do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação vigente, estabelece que o Terminal de GNL pode exercer outras atividades para além das que se integram no objeto da concessão, com fundamento no proveito daí resultante para a concessão ou com vista a otimizar a utilização dos bens afetos à mesma, desde que sejam autorizadas pelo concedente, sejam acessórias e não prejudiquem a regularidade e a continuidade da prestação do serviço público.

Também o RT em vigor, no artigo 50.º, refere que o Terminal de GNL pode prestar serviços complementares, desde que resultem em benefícios para os utilizadores da infraestrutura, mediante proposta apresentada à ERSE e por esta aprovada.

Desde de 2013 o operador do Terminal de GNL tinha vindo a prestar serviços complementares de Enchimento e Arrefecimento aplicando os seguintes preços: termo fixo de 65 000 euros por operação e termos variáveis de 12 500 euros por cada seis horas adicionais necessários e 0,38 euros por MWh carregados. Conforme estabelecido na Portaria n.º 201/2013, de 6 de junho, a faturação destes serviços complementares era retida, pela REN Atlântico, em 90% da função de Carga, 10% na função de Receção e 10% na função de Armazenamento, sendo o remanescente devolvido à tarifa de acesso ao Terminal de GNL.

No ano gás 2024-2025, mediante proposta da REN Atlântico, a ERSE aprovou, pela primeira vez, os preços aplicáveis aos serviços complementares, relativos aos serviços de Enchimento, de Arrefecimento e de Trasfega. Foi ainda aprovada uma partilha de receitas de 50/50 entre a empresa e o SNG.

O preço, para cada um dos três serviços, é composto por dois termos:

- Termo fixo, aplicável no 1.º dia: preço do serviço de receção de GNL publicado pela ERSE para o ano gás (t) x kWh;
- Termo variável, aplicável por cada 6 horas adicionais: Termo aplicável no 1.º dia/4.

A determinação dos preços assume como referência um navio com capacidade de 160 000 m³ (cerca de 1 104 320 MWh) que demora um dia a descarregar.

As condições contratuais de prestação dos serviços foram aprovadas pelo Conselho de Administração da ERSE em maio de 2026, na sequência de proposta formulada pelo operador, aguardando publicação.

Para o ano gás 2026-2027, não tendo a empresa apresentado nova proposta, decide-se pela atualização dos preços dos serviços complementares prestados pelo Terminal de GNL, com base nos mesmos pressupostos e no preço do serviço de receção de GNL a vigorar em 2026-2027 (Quadro 3-2), conforme o Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Preço aplicável na prestação de serviços complementares do Terminal de GNL

Serviços complementares prestados pelo Terminal de GNL	Ano gás		EUR
	2025-2026	2026-2027	Varição
	[a]	[b]	[b/a]
Enchimento / Arrefecimento / Trásfega entre navios			
1.º dia de operação	42 295	37 569	-11,2%
Blocos de 6 horas adicionais	10 574	9 392	-11,2%

4.3 PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA

4.3.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Conforme decorre do número 3 do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022⁵⁰, de 14 de janeiro, na redação vigente, os operadores de rede podem cobrar os encargos por si incorridos com a deteção e tratamento da anomalia, de acordo com o montante limite definido pela ERSE. O artigo 298.º do mesmo diploma

⁵⁰ Disponível em <https://files.dre.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>.

determina a extensão deste regime ao setor do gás. Adotando este preceito legal, o artigo 11.º do Regulamento da Apropriação Indevida de Energia (RAIE) ⁵¹ prevê a fixação de limite para os encargos com a deteção e tratamento da anomalia. Prevê ainda a definição de majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência. Ambos aprovados pela ERSE, mediante proposta dos ORD.

O número 9 do artigo 11.º do RAIE estabelece que o consumo médio anual e o desvio padrão, aprovados nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ⁵², nas situações em que não existam registos fiáveis do consumo nos equipamentos de medição, são aprovados pela ERSE mediante proposta dos ORD. Assim, quando existirem evidências claras e registos fiáveis nos equipamentos de medição do gás natural consumido associado ao procedimento fraudulento, são considerados os dados assim apurados e o respetivo histórico. Quando não existirem evidências claras nem registos fiáveis nos equipamentos de medição, o seu valor é estimado com base no consumo médio anual das instalações enquadradas no perfil de consumo da instalação em fraude, adicionado do respetivo desvio padrão.

4.3.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Relativamente ao serviço regulado de deteção e tratamento de anomalias previsto no RAIE, a ERSE recebeu propostas da Floene (em representação dos operadores das redes de distribuição Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás e Tagusgás), da REN Portgás Distribuição e da Sonorgás, distintas entre si.

Para o ano gás 2026-2027, a Floene estima que os fatores causadores de stress económico se mantenham e apresentam o valor apurado pelo Instituto Nacional de Estatística para o índice de Preços no Consumidor de 2025, de 2,3%. Assim, propõem uma variação de +2,3% para o limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia.

A Sonorgás não apresentou proposta e a REN Portgás apresenta uma proposta que ao considerar o valor equivalente a 4 horas de serviço jurídico pressupõe uma variação de 62,8% do encargo.

Quanto ao valor da majoração por reincidência, os ORD propõem o valor de 23%. Este valor corresponde ao maior valor da taxa legal de IVA em vigor aplicável ao consumo de gás natural. Nos termos do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a majoração corresponde, no mínimo, ao montante que resultaria da

⁵¹ [Regulamento n.º 814/2023](#), de 27 de julho.

⁵² [Diretiva n.º 7/2018](#), de 28 de março.

aplicação de IVA, à taxa legal em vigor, ao consumo associado à situação de apropriação indevida de energia.

Relativamente ao consumo médio anual e desvio padrão, a ERSE recebeu propostas da Floene, da Sonorgás, e da REN Portgás.

As propostas da Floene, da Sonorgás e da REN Portgás são apresentadas no Quadro 4-11.

Quadro 4-11 – Consumo médio anual e desvio padrão – Floene, Sonorgás e REN Portgás

Consumo médio anual	Proposta 2026-2027										
	Belragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	1 254	1 301	1 210	1 063	1 258	1 222	1 262	1 239	1 248	1 213	1 197
Perfil 2 (220-500 m3)	3 668	3 536	3 783	3 476	3 683	3 697	3 489	3 533	3 557	3 701	3 676
Perfil 3 (500-1 000 m3)	7 991	7 515	8 109	7 698	7 735	7 846	7 135	7 528	7 605	8 108	7 881
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	27 489	38 458	23 866	36 707	29 892	28 136	34 487	30 618	35 131	29 175	31 230
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	244 290	258 955	258 116	260 144	239 641	262 640	262 831	245 439	261 454	246 931	243 415
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	758 794	822 091	756 288	734 376	816 758	821 789	-	833 707	814 239	855 780	781 129

kWh

Desvio padrão	Proposta 2026-2027										
	Belragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	726	695	736	721	702	670	705	693	714	745	689
Perfil 2 (220-500 m3)	851	795	899	778	853	862	783	797	809	827	823
Perfil 3 (500-1 000 m3)	1 657	1 578	1 646	1 639	1 554	1 590	1 406	1 508	1 518	1 638	1 531
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	22 176	27 330	18 555	24 059	22 248	21 255	24 791	21 714	24 990	21 663	23 052
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	120 844	109 917	120 563	145 310	112 351	124 709	71 319	127 126	121 014	121 272	113 917
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	145 369	101 327	120 833	110 118	169 204	158 498	-	130 107	156 893	147 088	212 705

kWh

Os ORD consideraram apenas as instalações com utilização de um período de um ano e que mantiveram o contador no período, excluindo aquelas que, não obstante terem o seu contrato ativo, não apresentam qualquer registo de consumo no período em estudo.

O quadro seguinte apresenta as variações face aos valores de 2025-2026.

Quadro 4-12 – Consumo médio anual e desvio padrão – proposta 2026-2027 face a 2025-2026

Consumo médio anual	Proposta 2026-2027 / Valores em vigor 2025-2026										
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	3%	0%	0%	1%	3%	2%	2%	3%	1%	-2%	1%
Perfil 2 (220-500 m3)	0%	2%	0%	0%	2%	1%	3%	1%	1%	0%	1%
Perfil 3 (500-1 000 m3)	0%	-5%	0%	-1%	0%	1%	-6%	0%	0%	1%	3%
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	-4%	3%	3%	-3%	-5%	-3%	-1%	-5%	-7%	-2%	-1%
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	-6%	10%	1%	5%	2%	2%	3%	1%	8%	-3%	-1%
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	-3%	25%	1%	14%	2%	2%	-	5%	4%	-3%	2%

Desvio padrão	Proposta 2026-2027 / Valores em vigor 2025-2026										
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	0%	1%	0%	2%	1%	-8%	1%	1%	1%	1%	-5%
Perfil 2 (220-500 m3)	0%	6%	1%	2%	2%	2%	11%	3%	3%	-1%	-9%
Perfil 3 (500-1 000 m3)	2%	-10%	0%	-7%	0%	2%	-15%	0%	-4%	1%	-15%
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	31%	9%	2%	-3%	-5%	-4%	-5%	-4%	-2%	-7%	-4%
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	-3%	-8%	8%	24%	-1%	3%	39%	3%	4%	1%	-5%
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	58%	113%	17%	99%	4%	15%	-	10%	20%	19%	49%

4.3.3 PREÇOS E PARÂMETROS A VIGORAR NO ANO GÁS 2026-2027

ANÁLISE DAS PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

A primeira vez que se fixou o limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia foi no ano gás 2024-2025, tendo-se determinado que o referido limite considera o envolvimento de dois técnicos, por um período de três horas, a uma valorização horária de 70 euros. No entanto, o preço a cobrar pelo ORD deve ser fundamentado casuisticamente, sempre cumprindo o limite estabelecido. À medida que se iniciar a cobrança será possível dispor de informação que permita, no futuro, adequar o nível do limite dos referidos encargos.

No exercício anual de fixação dos preços dos serviços regulados do setor do gás, a ERSE tem aceite as propostas das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação e, na ausência dessas propostas, mantido os preços.

Assim, e considerando as propostas apresentadas pelas empresas é aprovada uma variação de +2,3% para o limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia face aos valores em vigor.

Quanto à majoração por reincidência, conforme art.º 11.º do RAIE e art.º 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, esta corresponde, no mínimo, ao valor do IVA. Assim, a ERSE considera adequada a proposta dos ORD de 23%.

Quanto aos valores de consumo médio anual e desvio padrão consideram-se que as propostas apresentadas pelos ORD são adequadas, sendo por isso adotadas pela ERSE. Refira-se que no caso dos consumidores do perfil 6, as variações no desvio padrão face ao ano gás anterior, apesar de expressivas, explicam-se pelo facto de a amostra (coincidente praticamente com a população total do perfil) considerar poucos clientes.

4.3.3.1 LIMITE DOS ENCARGOS COM A DETEÇÃO E TRATAMENTO DA ANOMALIA E MAJORAÇÃO A APLICAR AO VALOR DEVIDO A TÍTULO DE INDEMNIZAÇÃO EM CASO DE REINCIDÊNCIA

O limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia e a majoração por reincidência a aplicar no ano gás 2026-2027, são os constantes do Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - Limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia e majoração em caso de reincidência

Deteção e tratamento de anomalias	Ano gás		Valores para 2026-2027				
	2025-2026	Proposta Floene	Variação	Proposta REN Portgás	Variação	Adotado pela ERSE	Variação
	[a]	[b]	[b/a]	[c]	[c/a]	[d]	[d/a]
Limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia (EUR)	430,08	439,97	2,3%	700,00	62,8%	440,14	2,3%
Majoração em caso de reincidência (%)	23%	23%	0 p.p.	23%	0 p.p.	23%	0 p.p.

4.3.3.2 CONSUMO MÉDIO ANUAL E DESVIO PADRÃO

Para o ano gás 2026-2027 adotam-se os valores de consumo médio anual e desvio padrão a aplicar pelos ORD, no âmbito de processos fraudulentos ao abrigo do RAIE, que constam do Quadro 4-14.

Quadro 4-14 – Consumo médio anual e desvio padrão, a aplicar por ORD

Consumo médio anual	Adotado 2026-2027										
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	1 254	1 301	1 210	1 063	1 258	1 222	1 262	1 239	1 248	1 213	1 197
Perfil 2 (220-500 m3)	3 668	3 536	3 783	3 476	3 683	3 697	3 489	3 533	3 557	3 701	3 676
Perfil 3 (500-1 000 m3)	7 991	7 515	8 109	7 698	7 735	7 846	7 135	7 528	7 605	8 108	7 881
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	27 489	38 458	23 866	36 707	29 892	28 136	34 487	30 618	35 131	29 175	31 230
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	244 290	258 955	258 116	260 144	239 641	262 640	262 831	245 439	261 454	246 931	243 415
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	758 794	822 091	756 288	734 376	816 758	821 789	-	833 707	814 239	855 780	781 129

kWh

Desvio padrão	Adotado 2026-2027										
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	726	695	736	721	702	670	705	693	714	745	689
Perfil 2 (220-500 m3)	851	795	899	778	853	862	783	797	809	827	823
Perfil 3 (500-1 000 m3)	1 657	1 578	1 646	1 639	1 554	1 590	1 406	1 508	1 518	1 638	1 531
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	22 176	27 330	18 555	24 059	22 248	21 255	24 791	21 714	24 990	21 663	23 052
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	120 844	109 917	120 563	145 310	112 351	124 709	71 319	127 126	121 014	121 272	113 917
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	145 369	101 327	120 833	110 118	169 204	158 498	-	130 107	156 893	147 088	212 705

kWh

5 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL E DE GASES DE ORIGEM RENOVÁVEL OU DE BAIXO TEOR DE CARBONO LIQUEFEITOS POR CISTERNA

O abastecimento de gás a clientes nas redes de distribuição abastecidas por unidades autónomas de gás (UAG) implica o recurso ao transporte de GNL em cisterna, por via rodoviária e ferroviária. Esta logística de transporte tem um custo significativamente superior ao custo de utilização da rede de transporte de gás. Para evitar que os clientes localizados nestas redes tenham um custo de fornecimento de gás natural superior aos restantes, a regulamentação prevê a compensação dos custos de transporte de gás em cisterna aos comercializadores.

Os custos de transporte de GNL em cisterna para UAG privadas ou públicas (UAG de rede não interligada), incorridos pelos agentes de mercado, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT) até um determinado custo máximo⁵³, sendo considerados no cálculo dos proveitos da atividade de transporte. Este custo máximo tem em conta a distância percorrida desde a origem do gás liquefeito, o Terminal de GNL em Sines⁵⁴ ou o produtor de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono (GOR). Em contrapartida, os mesmos agentes de mercado pagam a tarifa de uso da rede de transporte e a tarifa de uso global do sistema relativamente aos fornecimentos em UAG, tal como sucede para os fornecimentos a clientes situados em redes de distribuição interligadas com a rede de transporte. Este mecanismo, previsto no RT, permite uma perequação de custos evitando a discriminação negativa de zonas do país sem acesso à rede de transporte.

De acordo com a [Diretiva n.º 7/2025](#), de 27 de junho, os valores do custo máximo elegível para financiamento pelo ORT para o ano gás 2025-2026, atribuído aos agentes de mercado que recorram ao transporte de GNL em cisterna, são função da distância entre o Terminal de GNL em Sines, ou o produtor de GOR liquefeitos, e a Unidade Autónoma de Gás, resultando da aplicação da fórmula seguinte:

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

em que:

Ca [€] - Custo máximo elegível a suportar pelo operador da rede de transporte.

⁵³ Nos termos do art.º 146.º do Regulamento Tarifário.

⁵⁴ No caso de cargas de cisterna importadas, com ponto de entrada na fronteira com Espanha, assume-se para este efeito a origem no Terminal de Sines.

F [€/MWh/km] – Fator da componente variável definido anualmente pela ERSE e ajustado pelo mecanismo trimestral de correção do preço dos combustíveis.

E [MWh] – Energia transportada em cada cisterna.

Dist [km] – Distância ao Terminal de GNL em Sines, ou ao produtor de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono liquefeitos, reconhecida para cada UAG.

TF [€] – Termo fixo definido anualmente pela ERSE.

Port [€] – Valor das portagens, por carga.

Os valores aprovados para o ano-gás 2025-2026 foram os seguintes:

$$F = 0,0105 \text{ €/MWh/km}$$

$$TF = 244 \text{ €}$$

Para acomodar o efeito da variação dos preços dos combustíveis durante o ano gás, o parâmetro variável do custo máximo de transporte em cisterna está sujeito a um ajustamento automático durante o ano. O mecanismo de correção trimestral ao parâmetro variável da fórmula de custo máximo, é função da média trimestral, no trimestre anterior, do preço médio diário do gasóleo simples publicado pela DGEG, sem IVA. O ajustamento aplica-se em qualquer sentido, para subir ou reduzir o valor do parâmetro, mas apenas quando a amplitude da variação de preço do gasóleo simples seja superior a 5% face ao preço de referência definido. Durante o ano-gás em curso, 2025-2026, esta variação é determinada, em média trimestral, face à referência do quarto trimestre de 2024, produzindo alteração do preço no trimestre seguinte.

Com a aplicação desta metodologia, no período desde o ano-gás 2024-2025 foram aplicados os ajustamentos trimestrais apresentados em seguida ⁵⁵:

Quadro 5-1 – Valores trimestrais do parâmetro variável e termo fixo da fórmula de custo máximo

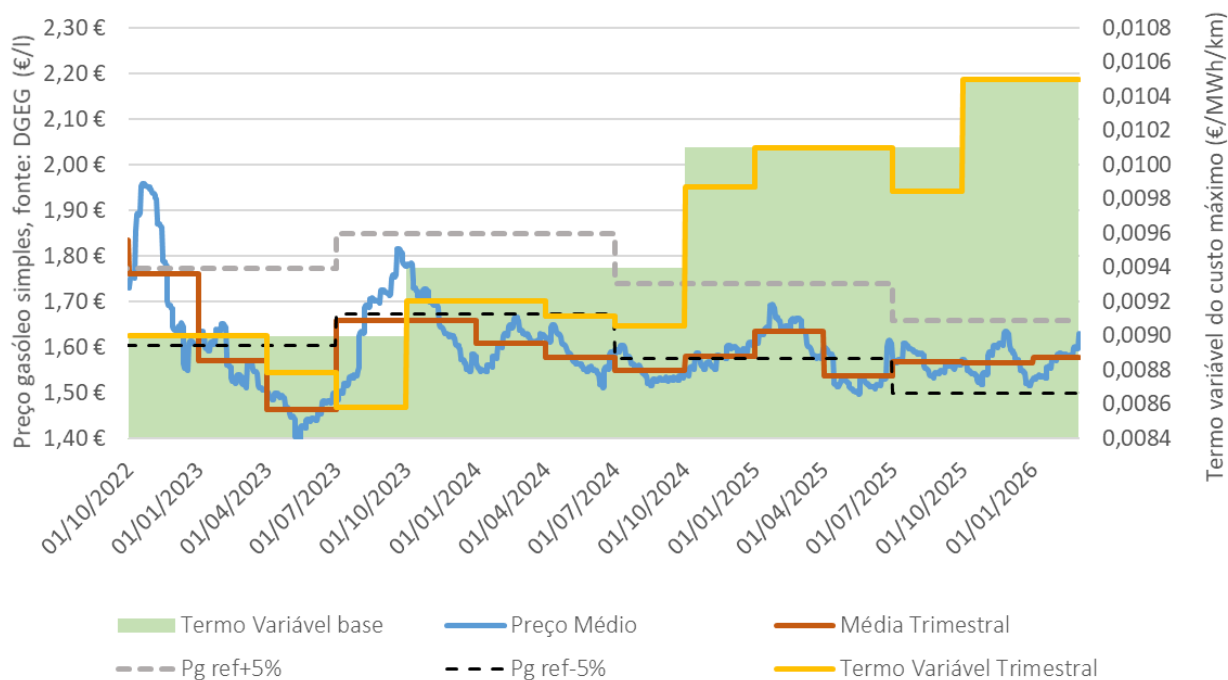
Trimestre	Fator F^{base} (€/MWh/km)	Fator F^{Tri} (€/MWh/km)	TF (€)
Out 24 - Dez 24	0,0101	0,0099	244
Jan 25 - Mar 25	0,0101	0,0101	224

⁵⁵ Disponível em: <https://www.ign.ren.pt/web/guest/transporte-gnl>

Trimestre	Fator F^{base} (€/MWh/km)	Fator F^{Tri} (€/MWh/km)	TF (€)
Abr 25 - Jun 25	0,0101	0,0101	224
Jul 25 - Set 25	0,0101	0,0098	224
Out 25 - Dez 25	0,0105	0,0105	224
Jan 26 - Mar 26	0,0105	0,0105	224

A Figura 5-1 ilustra o funcionamento do mecanismo de ajustamento trimestral do custo máximo, em função do preço médio trimestral do gasóleo simples no trimestre anterior. O termo variável em cada trimestre é ajustado sempre que o preço do gasóleo no trimestre anterior tem uma variação superior a 5%, em módulo, face ao preço do trimestre de referência. Na figura é possível comparar a média trimestral do preço do gasóleo e a margem do preço de referência que compara com essa média, usados para calcular o ajustamento no trimestre seguinte. Note-se que esta mecânica de ajustamento do parâmetro do custo máximo imita as fórmulas de preço dos contratos de transporte de gás em cisterna.

Figura 5-1 – Índice de preços do gasóleo simples e ajustamento do termo variável

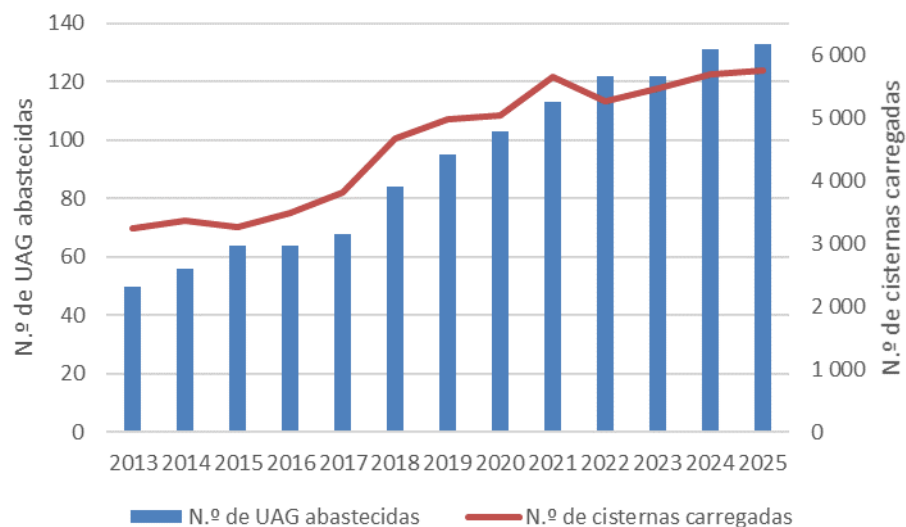


ANÁLISE DOS CUSTOS DE TRANSPORTE DE GNL EM CISTERNA

O ORT disponibilizou informação relativa à evolução do abastecimento anual de UAG, onde identifica as quantidades abastecidas, a energia total transportada e respetivos custos totais e aceites. Nesta informação, verifica-se, de 2024 para 2025, o aumento do número de UAG abastecidas e o aumento em 1% no número de cargas de cisternas e também de 1% na respetiva energia transportada. A proporção do custo coberto⁵⁶ pelo financiamento do ORT varia consoante o comercializador e situa-se entre 96% e 100% do custo total incorrido pelo comercializador. A Figura 5-2 representa a evolução da quantidade de UAG abastecidas e das cisternas carregadas.

⁵⁶ Quociente entre o custo aceite para um determinado comercializador (limitado pelo custo máximo) e o custo total suportado por esse comercializador.

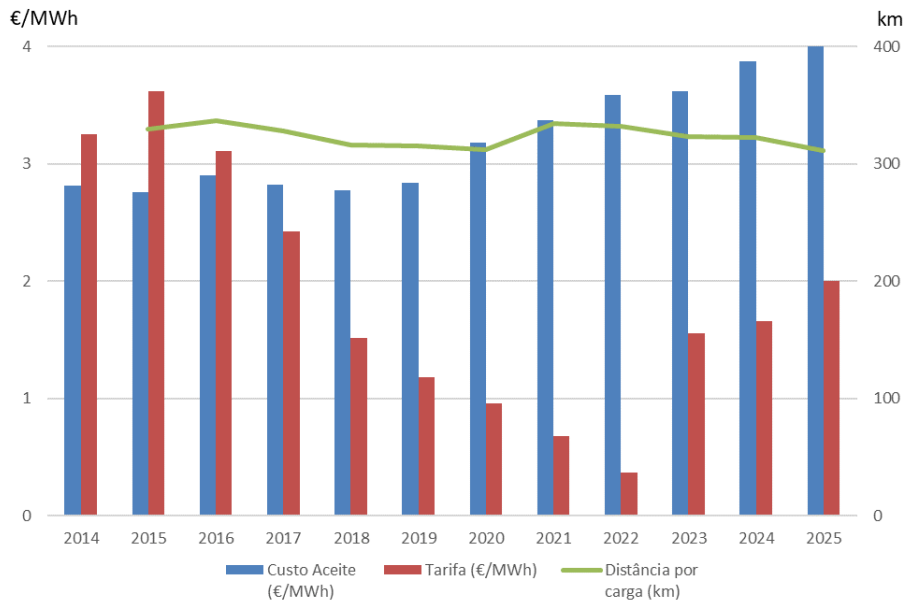
Figura 5-2 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas



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 ou GOR liquefeitos em cisterna face ao transporte por gasoduto seja reconhecido nos proveitos da atividade de transporte e refletido em todos os clientes de gás do SNG. Importa, assim, analisar a evolução do referido sobrecusto. Na Figura 5-3 apresenta-se o custo unitário aceite e a tarifa de acesso ⁵⁷ paga pelos operadores, nos últimos dez anos. Verifica-se um aumento do custo aceite em 2025 na ordem dos 6% face a 2024, devido ao aumento dos custos praticados principalmente relacionados com a inflação. Entre os outros fatores de custo da atividade de transporte estão os contratos de trabalho das transportadoras.

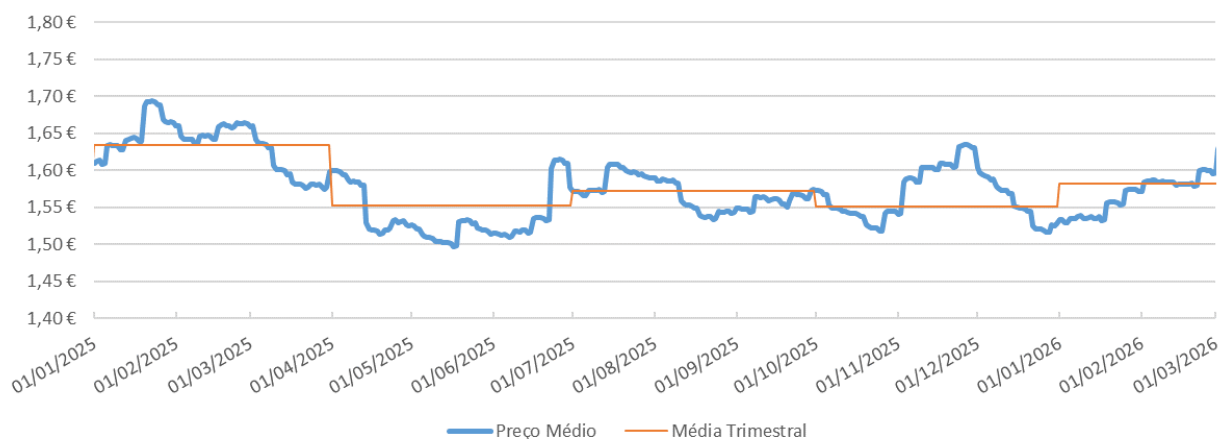
⁵⁷ Tarifas de acesso às redes a aplicar a instalações abastecidas por UAG publicadas pela ERSE.

Figura 5-3 – Custo unitário aceite e tarifa a suportar pelos operadores



A Figura 5-4 mostra a evolução do preço médio do gasóleo simples, onde se verifica um aumento no primeiro trimestre de 2025 e, em seguida, uma redução do preço médio para valores semelhantes aos de 2024⁵⁸.

Figura 5-4 - Evolução do preço médio do gasóleo simples e média trimestral



Fonte: DGEG – Preço dos combustíveis online

⁵⁸ No início de março verificou-se um aumento significativo do preço do gasóleo, derivado da interrupção da rota de abastecimento de navios no Golfo Pérsico no contexto da guerra no Irão, que será refletido na fórmula de ajustamento ao longo de 2026.

Importa referir que os números apresentados nas análises anteriores não consideram as cargas para a UAG de Socorridos, na Região Autónoma da Madeira ⁵⁹, nem as cargas para exportação ou para operações de *bunkering truck-to-ship*, por não se considerarem no âmbito do SNG ⁶⁰.

O Gestor Logístico das Unidades Autónomas de GNL (GL-UAG) entregou à ERSE o relatório anual de atividades relativo a 2025, conforme previsto no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG.

Neste relatório, o GL UAG destaca o início de cargas provenientes de produtores de GOR em 2025, tendo sido efetuadas 12 cargas num produtor de biometano liquefeito. É ainda destacada a renovação de contratos com os transportadores ao serviço do GL UAG e o primeiro ano de funcionamento da UAG Virtual. Destaca-se ainda o aumento no número de cargas de GNL partilhadas (com entrega em mais do que uma UAG) em 22%, caracterizando-se em maior complexidade na gestão logística, derivado de questões de segurança do transporte e da localização das UAG a abastecer.

PARÂMETROS DO CUSTO MÁXIMO PARA O ANO GÁS 2026-2027

O ORT efetuou um estudo que inclui as informações disponíveis em final de 2025, considerando as revisões de contratos de transporte já conhecidas e previstas e a consequente perspetiva do aumento dos preços a suportar pelos comercializadores, obtendo ainda o parecer concordante do GL UAG. Desse estudo, resultou uma proposta de ajustamento dos parâmetros fixo e variável da fórmula atual de cálculo do custo máximo, passando os parâmetros para $TF = 244$ (igual ao ano gás anterior) e $F = 0,0111$. A análise à aplicação do ajustamento trimestral do custo variável de transporte durante 2025-2026, conclui no sentido de um contributo positivo para a estabilidade dos custos dos comercializadores em caso de circunstâncias de grande volatilidade dos preços dos combustíveis. Nesse contexto, a ERSE decidiu manter o mecanismo, adotando como referência para o preço dos combustíveis a média do preço do gasóleo simples publicado pela DGEG, para o quarto trimestre de 2025. Os preços deste trimestre condicionaram a melhor informação para o estudo realizado pelo ORT, pelo que serve de referência ao seu ajustamento.

Tendo presente o exposto, mantém-se em 2026-2027 a metodologia de ajustamento trimestral automático do custo máximo elegível para financiamento do transporte de GNL e de gases de origem renovável ou de

⁵⁹ As cargas destinam-se à Central Termoeleétrica 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 2025 verificaram-se 1 795 cargas para Socorridos, num total de 476 307 MWh.

⁶⁰ Refere-se ainda que em 2025 foram efetuadas 13 cargas de camiões cisterna em Sines para destinos internacionais, num total de 3 868 MWh.

baixo teor de carbono liquefeitos em cisterna pelo ORT, alterando-se os parâmetros fixo e variável de acordo com a proposta do ORT:

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

em que:

Ca [€] - Custo máximo elegível a suportar pelo operador da rede de transporte.

F [€/MWh/km] - Fator da componente variável, definido anualmente pela ERSE e ajustado pelo mecanismo trimestral de correção do preço dos combustíveis.

E [MWh] – Energia transportada em cada cisterna.

Dist [km] – Distância ao Terminal de GNL em Sines, ou ao produtor de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono liquefeitos, reconhecida para cada UAG.

TF [€] – Termo fixo definido anualmente pela ERSE.

Port [€] – Valor das portagens, por carga.

Para o ano gás de 2026-2027, os parâmetros do custo máximo aceite são:

$$F = 0,0111 \text{ €/MWh/km}$$

$$TF = 244 \text{ €}$$

O valor de F é sujeito a uma correção para cada trimestre do ano-gás, começando no trimestre de outubro a dezembro de 2025, em função dos custos dos combustíveis no trimestre anterior, considerando:

$$\Delta Pg^{Tri-1} = \frac{\text{Média (Pg) no trimestre Tri-1}}{\text{Média (Pg) no 4º trimestre de 2025}} - 1 \text{ (em \%)}$$

Pg - preço médio diário do gasóleo simples publicado pela DGEG, sem IVA

Se, no trimestre anterior (Tri-1), $|\Delta Pg| \geq 5\%$, então o parâmetro F é corrigido no trimestre Tri da seguinte forma:

$$F'^{Tri} = F \times (1 + \Delta Pg^{Tri-1} \times 0,35)$$

Para aplicação ao cálculo do custo máximo, o valor de F' deve ser arredondado à quarta casa decimal.

Por outro lado, se no trimestre anterior (Tri-1), $|\Delta P_g| < 5\%$, então o parâmetro a aplicar no trimestre Tri é o parâmetro publicado pela ERSE para o ano-gás de 2026-2027.

O ORT deve calcular o parâmetro variável a aplicar em cada trimestre do ano-gás, comunicando aos agentes de mercado e ao GL UAG e dando conhecimento à ERSE.

6 ANÁLISE DE IMPACTES

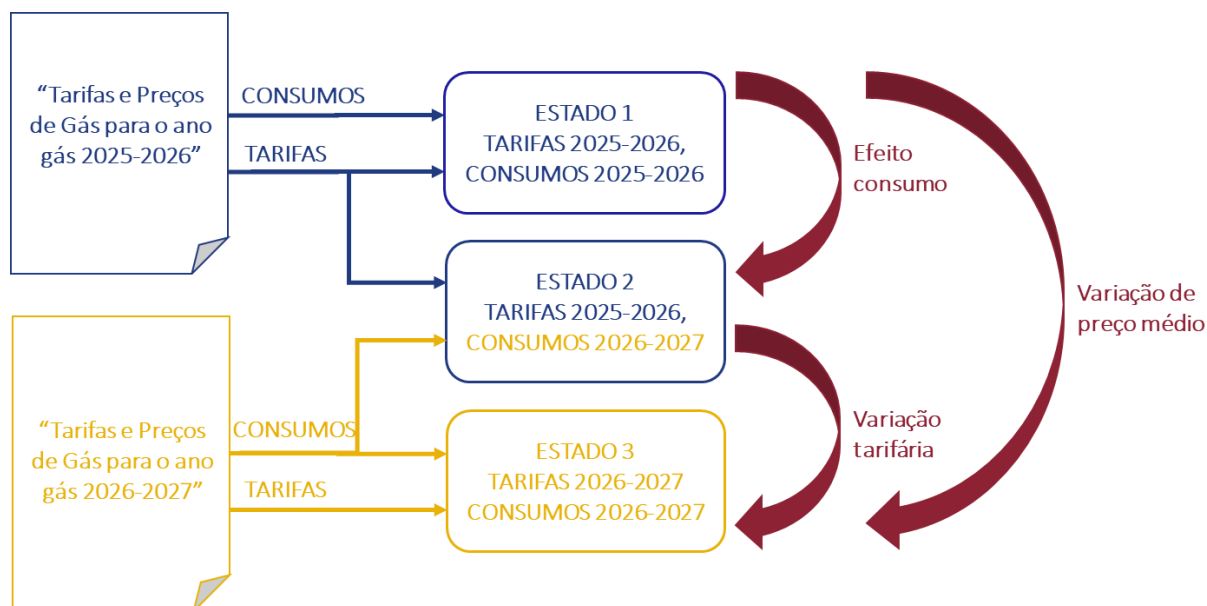
No presente capítulo apresentam-se os impactes verificados nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2026-2027. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda 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 2025-2026, consumos 2025-2026”: O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2025-2026, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2025-2026, conforme o documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2025-2026” da ERSE;
- “Tarifas 2025-2026, consumos 2026-2027”: O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos propostos para 2026-2027, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano gás 2025-2026;
- “Tarifas 2026-2027, consumos 2026-2027”: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas do ano gás 2026-2027 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 RECEITAS A RECUPERAR NAS TARIFAS DO SETOR DO GÁS

O quadro seguinte apresenta as receitas do setor do gás, por entidade, a recuperar com as tarifas e preços regulados do ano gás 2026-2027, designadamente pelo operador do terminal de GNL (OTGNL), pelo operador do armazenamento subterrâneo (OAS), pelo operador da rede de transporte (ORT), pelos operadores das redes de distribuição (ORD) e pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr). Adicionalmente, é apresentado o valor total das receitas a recuperar através das tarifas na ótica do cliente final, isto é, o valor repercutido nos clientes finais do setor do gás, líquido de ajustamentos de faturação entre as várias entidades.

Quadro 6-1 - Receitas do setor a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2026-2027

Unidade: milhares de euros

Receitas	Receitas, por entidade					
	OTGNL	OAS	OLMCA	ORT	ORD	CURr
Total						
Tarifas por atividade						
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	22 612					
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	17 837	17 837				
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	83 437			83 884	17 064	1 201
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	33 881		242	33 290	15 860	1 116
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	1 747			4 472	261	-679
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	256 493				256 493	58 704
Tarifa de Energia	32 947					32 947
Tarifa de Comercialização	14 059					14 059
Sub-total	463 012	17 837	242	121 646	289 678	107 347
Outros valores						
Desconto social	-3 213				-3 213	-660
Desconto por aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP	-7 353				-7 353	
Diferencial de equilíbrio com o mercado livre (fornecimento supletivo)	2 026					2 026
Sub-total	-8 540	0	0	0	-10 566	1 366
TOTAL	454 472	17 837	242	121 646	279 111	108 714

As receitas do **OTGNL**, resultam da aplicação de uma tarifa regulada aos agentes de mercado pela utilização dos serviços de receção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL (secção 3.1), designadamente a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.

As receitas do **OAS**, resultam da aplicação de uma tarifa regulada aos agentes de mercado pela utilização do armazenamento subterrâneo (secção 3.2), designadamente a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

As receitas do **ORT**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas a um conjunto de agentes ⁶¹ (secção 3.3), designadamente a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema ⁶².

As receitas dos **ORD**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado (secção 0) designadamente a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição ⁶³. A soma destas tarifas reguladas forma a tarifa de Acesso às Redes (secção 3.6).

As receitas dos **CURr**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes dos CURr, designadamente a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização (secção 3.5), para além da tarifa de

⁶¹ Para mais informação, consulte a informação relativa ao Quadro 6-2.

⁶² A tarifa de Uso Global do Sistema subdivide-se na Parcela I e na Parcela II.

⁶³ A tarifa de Uso da Rede de Distribuição inclui a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP> e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<.

Acesso às Redes. Para BP<, a soma das tarifas aplicadas pelos CURr forma a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (secção 3.7). Adicionalmente, para os clientes em AP, MP e BP> aplica-se a tarifa de Venda a Clientes Finais, no âmbito do fornecimento supletivo do CUR (secção 3.8.4), sendo que para os fornecimentos nestes níveis de pressão, as receitas dos CURr resultam da soma da tarifa de Energia, adicionando um diferencial ao preço da tarifa Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes.

Nas receitas dos ORD e dos CURr identifica-se ainda o valor do desconto social, que representa um benefício monetário para os clientes elegíveis para este apoio social (secção 3.9). No caso dos CURr o valor é referente aos clientes do mercado regulado. No caso dos ORD o valor é referente a todos os clientes, incluindo os mercados regulado e liberalizado.

O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor do gás, na ótica do cliente final, encontra-se apresentado na primeira coluna do Quadro 6-1. Este valor resulta da soma do seguinte:

- Receitas a recuperar com as tarifas reguladas do OTGNL e do OAS ⁶⁴.
- No caso das tarifas aplicadas pelo ORT ⁶⁵, as receitas a recuperar pelo ORT junto dos utilizadores que não sejam ORD ⁶⁶ e as receitas a recuperar pelos ORD junto dos clientes finais ⁶⁷, líquido de ajustamentos de faturação entre o ORT e os ORD.
- No caso da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, as receitas a recuperar pelos ORD com essa tarifa.
- No caso das tarifas de Energia e Comercialização, as receitas a recuperar pelos CURr com essas tarifas.
- No caso dos outros valores, a variação nas receitas dos ORD com o desconto social e com o desconto por aplicação das TAR opcionais em MP, bem como as receitas a recuperar pelos CURr com o sobreproveito das tarifas transitórias.

O Quadro 6-2 apresenta as receitas do ORT a recuperar com as tarifas reguladas, no contexto do sistema e de entrada-saída da RNTG. Apenas a tarifa de Uso da Rede de Transporte é aplicada aos agentes de mercado pela utilização dos pontos de entrada e saída da rede de transporte. A tarifa de Uso Global do

⁶⁴ Apesar de estas receitas serem referentes a tarifas aplicadas aos agentes de mercado que utilizem o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo, e não a clientes finais, é de esperar que o seu valor seja repercutido no preço final nos clientes finais, enquanto custo necessário para assegurar o aprovisionamento de gás.

⁶⁵ Designadamente, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema.

⁶⁶ Inclui agentes de mercado e clientes em AP, designadamente os centros eletroprodutores, os clientes industriais em AP e as UAG propriedade de clientes.

⁶⁷ Inclui clientes finais dos mercados regulado e liberalizado.

Sistema é aplicada pelo ORT apenas aos ORD e aos clientes em AP. A aplicação desta tarifa aos ORD ocorre no sentido de estes refletirem o respetivo valor nos clientes finais ligados à rede de distribuição.

Quadro 6-2 - Receitas do ORT a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2026-2027

Unidade: milhares de euros

Receitas do ORT	Receitas do ORT, no sistema de entrada-saída				
	Entrada	Saída			
Total	Agentes de mercado	Agentes de mercado	ORD	Clientes em AP	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	83 884	23 488	1 063	17 511	41 823
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0			0	0
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	33 290			15 269	18 021
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	4 472			2 986	1 485
TOTAL	121 646	23 488	1 063	35 766	61 329

O valor total de receitas do ORT a recuperar nas tarifas reguladas, na ótica do cliente final, encontra-se apresentado na primeira coluna do Quadro 6-2, e resulta da soma direta dos valores a faturar aos agentes de mercado, aos ORD e aos clientes em AP. O valor total coincide obrigatoriamente com as receitas do ORT apresentadas no Quadro 6-1.

6.2 TARIFAS POR ATIVIDADE

Nesta secção apresenta-se evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2026-2027, 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 2025-2026 e 2026-2027.

Na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (UTRAR) verifica-se uma diminuição do preço médio (-6,0%), decorrente da diminuição da variação tarifária (-10,8%) e em sentido contrário do acréscimo do efeito consumo (+5,3%).

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo (UAS) regista uma diminuição do preço médio (-12,7%) decorrente da diminuição da variação tarifária (-10,8%) e do efeito consumo (-2,2%).

A tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) do operador da rede de transporte regista um incremento do preço médio (+22,4%), impulsionada por um acréscimo da variação tarifária (+6,4%) e, no mesmo sentido, por um aumento do efeito consumo (+15,0%).

No que se refere à tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), verifica-se um acréscimo do preço médio (+6,3%), devido ao acréscimo da variação tarifária (+7,8%) e da diminuição do efeito consumo (-1,4%).

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

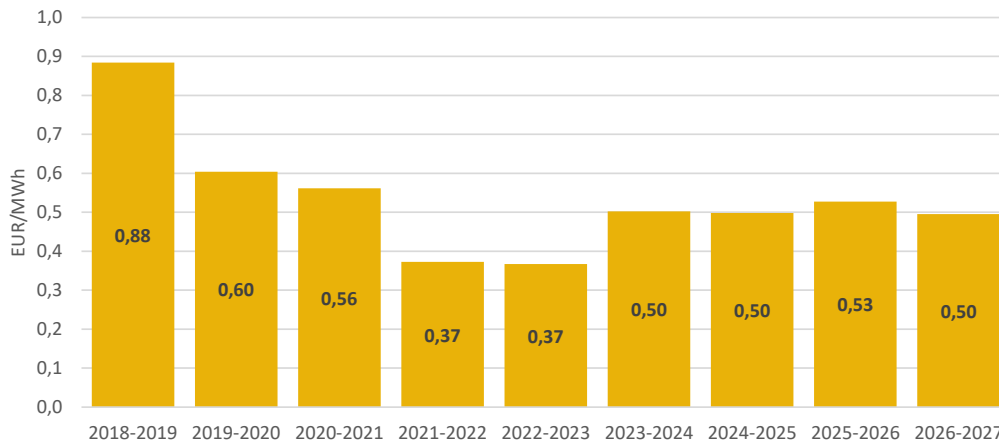
Tarifa	Preço médio 2025-2026	Preço médio 2026-2027	Varição do preço médio	Varição tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,53 EUR/MWh Receitas: 24 786 kEUR Quantidades: 46 988 GWh	0,50 EUR/MWh Receitas: 22 612 kEUR Quantidades: 45 627 GWh	-6,0%	-10,8%	+5,3%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,00 EUR/MWh Receitas: 21 077 kEUR Quantidades: 3 512 GWh	5,24 EUR/MWh Receitas: 17 837 kEUR Quantidades: 3 406 GWh	-12,7%	-10,8%	-2,2%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	1,40 EUR/MWh Receitas: 70 657 kEUR Quantidades: 50 375 GWh	1,72 EUR/MWh Receitas: 83 884 kEUR Quantidades: 48 853 GWh	+22,4%	+6,4%	+15,0%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,80 EUR/MWh Receitas: 33 169 kEUR Quantidades: 41 513 GWh	0,85 EUR/MWh Receitas: 37 762 kEUR Quantidades: 44 462 GWh	+6,3%	+7,8%	-1,4%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

As Figura 6-3, Figura 6-4 e Figura 6-5 apresentam a evolução do preço médio das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo e da tarifa de Uso da Rede de Transporte, respetivamente, entre os anos gás 2018-2019 e 2026-2027.

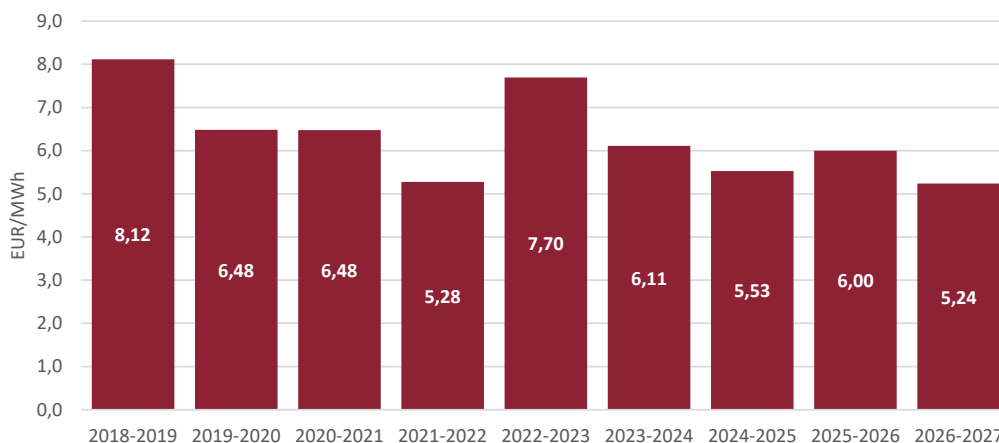
O nível do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL encontrava-se excepcionalmente baixo nos anos gás 2021-2022 e 2022-2023, em virtude, entre outros, dos prémios dos leilões de atribuição de capacidade ocorridos, que originaram receitas adicionais, que permitiram reduzir o nível de proveitos a recuperar pelas tarifas. Desde o ano gás 2023-2024 que se assistiu a uma estabilização do preço médio. No ano gás 2026-2027, verifica-se que o preço médio é inferior ao do ano gás anterior, mas em linha com os anos gás 2023-2024 e 2024-2025.

Figura 6-3 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



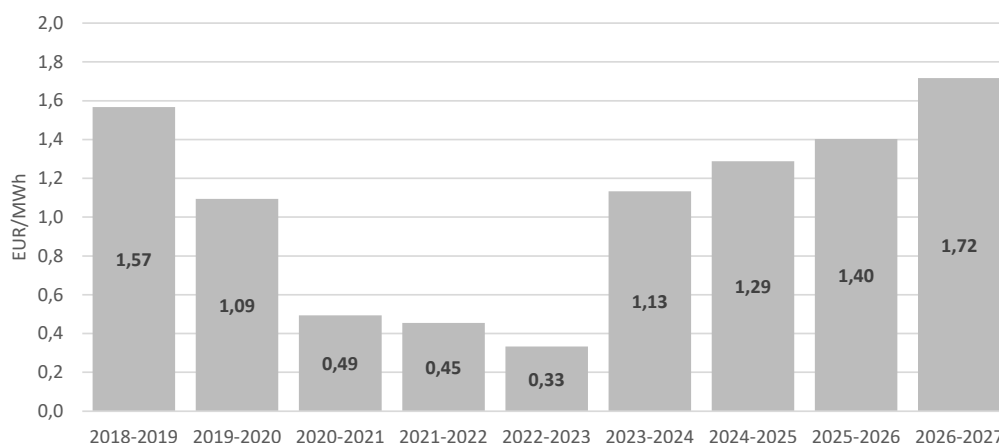
O preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo teve reduções significativas desde o ano gás 2018-2019 até ao ano gás 2021-2022, devido a uma utilização acima do valor previsto no processo tarifário, que originou receitas adicionais a devolver a esta tarifa, bem como a ocorrência de prémios de leilão no processo de atribuição de capacidade, que reduziram igualmente os proveitos a recuperar nos anos gás subsequentes. No ano gás 2022-2023 assistiu-se à reposição parcial do nível tarifário, em conjugação com uma redução significativa da procura, que conduziu a um acréscimo tarifário. A partir do ano gás 2023-2024 assistiu-se a uma estabilização do preço médio. No ano gás 2026-2027 há uma diminuição do preço médio face ao ano gás anterior.

Figura 6-4 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo



O preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte ⁶⁸ teve reduções significativas após o ano gás 2018-2019, devido a desvios de quantidades que originaram receitas a devolver e a prémios de leilão do processo de atribuição de capacidade em pontos de entrada na rede de transporte, que permitiram reduzir os proveitos a recuperar por esta tarifa. Nos anos gás de 2023-2024 a 2025-2026, assistiu-se à reposição parcial do nível tarifário verificado no ano gás 2018-2019, em conjugação com uma redução significativa da procura, com acréscimos tarifários sucessivos. Para o ano gás 2026-2027, prevê-se igualmente um acréscimo do preço médio, uma vez que se verifica um decréscimo do consumo e um acréscimo da variação tarifária.

Figura 6-5 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte



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 6-6 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 2025-2026 para o ano gás 2026-2027.

⁶⁸ Em comparação com este referencial, a tarifa de Uso da Rede de Transporte dos ORD refere-se apenas a parte dos proveitos permitidos da atividade de transporte, nomeadamente a parte a recuperar junto dos clientes diretamente ligados à rede de distribuição.

Figura 6-6 - 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 2025-2026	Preço médio 2026-2027	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Pontos de Entrada	0,39 EUR/MWh Receitas: 19 784 kEUR Quantidades: 50 375 GWh	0,48 EUR/MWh Receitas: 23 488 kEUR Quantidades: 48 853 GWh	+22,4%	+19,0%	+2,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Pontos de Saída	1,01 EUR/MWh Receitas: 50 873 kEUR Quantidades: 50 375 GWh	1,24 EUR/MWh Receitas: 60 397 kEUR Quantidades: 48 853 GWh	+22,4%	+2,2%	+19,8%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte regista um acréscimo nos preços médios nos pontos de entrada e nos pontos de saída da rede de transporte, devido ao efeito da variação tarifária conjugado com o efeito do consumo, sendo o primeiro o efeito predominante no ponto de entrada e o segundo no ponto de saída.

A Figura 6-7 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD) do ano gás 2025-2026 para o ano gás 2026-2027. Verifica-se que o preço médio aumenta (+3,8%), impulsionado por um acréscimo tarifário (+2,4%) e pelo efeito consumo (+1,4%).

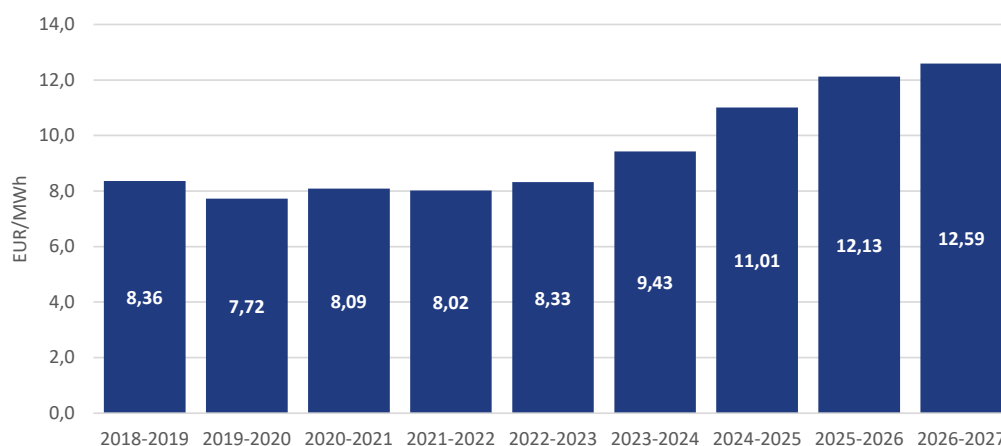
Figura 6-7 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Tarifa	Preço médio 2025-2026	Preço médio 2026-2027	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	12,14 EUR/MWh Receitas: 259 444 kEUR Quantidades: 21 377 GWh	12,60 EUR/MWh Receitas: 256 493 kEUR Quantidades: 20 353 GWh	+3,8%	+2,4%	+1,4%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 6-8 apresenta a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição entre os anos gás 2018-2019 e 2026-2027. Verifica-se um ligeiro decréscimo do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2018-2019 para o ano gás 2019-2020. A partir do ano gás 2021-2022, assiste-se a um acréscimo do preço médio, sendo que nos últimos quatro anos gás (desde 2023-2024), este acréscimo é mais notório devido ao efeito conjugado do acréscimo dos proveitos permitidos e ao decréscimo da previsão do consumo.

Figura 6-8 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição



A Figura 6-9 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização ⁶⁹, 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 aumento do preço médio (+16,6%), idêntico ao efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de Comercialização, o aumento previsto é de +2,8% no preço médio, que resulta do efeito conjugado do acréscimo da variação tarifária (+4,4%) e do decréscimo do efeito consumo (-1,6%).

Figura 6-9 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas de energia e de comercialização

Tarifa	Preço médio 2025-2026	Preço médio 2026-2027	Varição do preço médio	Varição tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	19,78 EUR/MWh Receitas: 26 020 kEUR Quantidades: 1 316 GWh	23,05 EUR/MWh Receitas: 30 413 kEUR Quantidades: 1 319 GWh	+16,6%	+16,6%	+0,0%
Tarifa de Comercialização	10,31 EUR/MWh Receitas: 13 564 kEUR Quantidades: 1 316 GWh	10,60 EUR/MWh Receitas: 13 978 kEUR Quantidades: 1 319 GWh	+2,8%	+4,4%	-1,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas

⁶⁹ A análise da tarifa de Energia e de Comercialização está apenas a ser efetuada para consumos BP<, não incluindo fornecimento supletivo.

(desagravamentos) são apresentadas a verde.
















6.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

6.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO

Nesta secção é apresentada a evolução, entre os anos gás 2025-2026 e 2026-2027, do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas UGS, URT e URD, para os CEP, para os clientes em AP, para os clientes em MP, para os clientes em BP> e para os clientes em BP<.

A Figura 6-10 sintetiza os valores dos preços médios das tarifas de Acesso às Redes, assim como as grandezas subjacentes, por tipologia de clientes. Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: +3,0% para os CEP, +5,2% para os clientes em AP, -0,3% em MP, +1,5% em BP> e +2,2% em BP<. Para os CEP, os clientes em AP e os clientes em BP<, a variação dos preços médios é essencialmente justificada pela variação tarifária. No que se refere aos clientes em MP, o efeito consumo contribui de forma mais significativa para a variação dos preços médios. Quanto aos clientes em BP>, assiste-se a uma ligeira diminuição do preço médio, decorrente do aumento da variação tarifária (+1,5%) e, em sentido contrário, do decréscimo do efeito consumo (-1,6%).

Figura 6-10 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente ⁷⁰

Tarifa de Acesso às Redes	Preço médio 2025-2026	Preço médio 2026-2027	Varição do preço médio	Varição tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores em Alta Pressão	2,91 EUR/MWh Receitas: 25 784 kEUR Quantidades: 8 855 GWh	3,03 EUR/MWh Receitas: 41 938 kEUR Quantidades: 13 860 GWh	+3,9% 	+3,0% 	+0,9% 
Clientes industriais em Alta Pressão	1,75 EUR/MWh Receitas: 19 671 kEUR Quantidades: 11 240 GWh	1,90 EUR/MWh Receitas: 19 392 kEUR Quantidades: 10 209 GWh	+8,5% 	+5,2% 	+3,2% 
Clientes em Média Pressão	4,63 EUR/MWh Receitas: 63 371 kEUR Quantidades: 13 680 GWh	4,47 EUR/MWh Receitas: 57 216 kEUR Quantidades: 12 797 GWh	-3,5% 	-0,3% 	-3,2% 
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	17,00 EUR/MWh Receitas: 66 459 kEUR Quantidades: 3 910 GWh	16,99 EUR/MWh Receitas: 65 105 kEUR Quantidades: 3 832 GWh	-0,05% 	+1,5% 	-1,6% 
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	43,86 EUR/MWh Receitas: 166 091 kEUR Quantidades: 3 787 GWh	44,93 EUR/MWh Receitas: 167 357 kEUR Quantidades: 3 725 GWh	+2,4% 	+2,2% 	+0,2% 

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

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

⁷⁰ Os clientes em AP incluem as UAG propriedade de clientes.

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

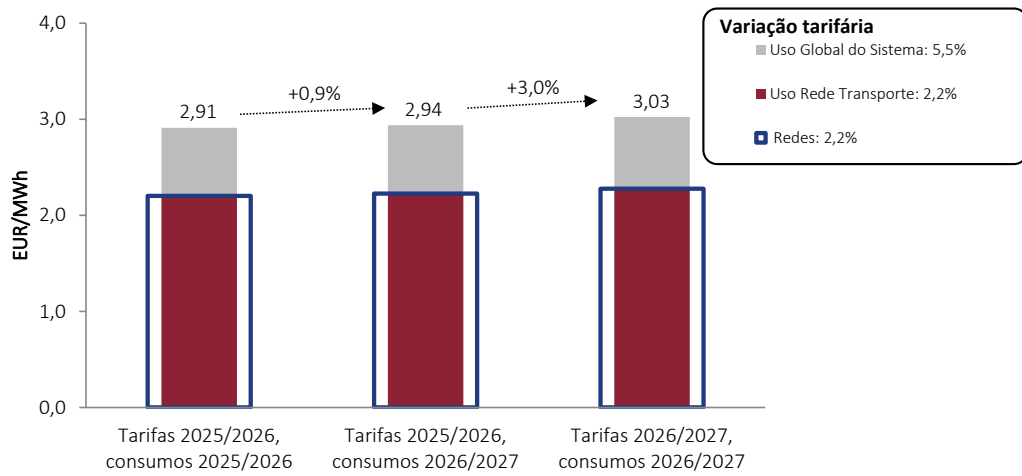


Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão – clientes industriais

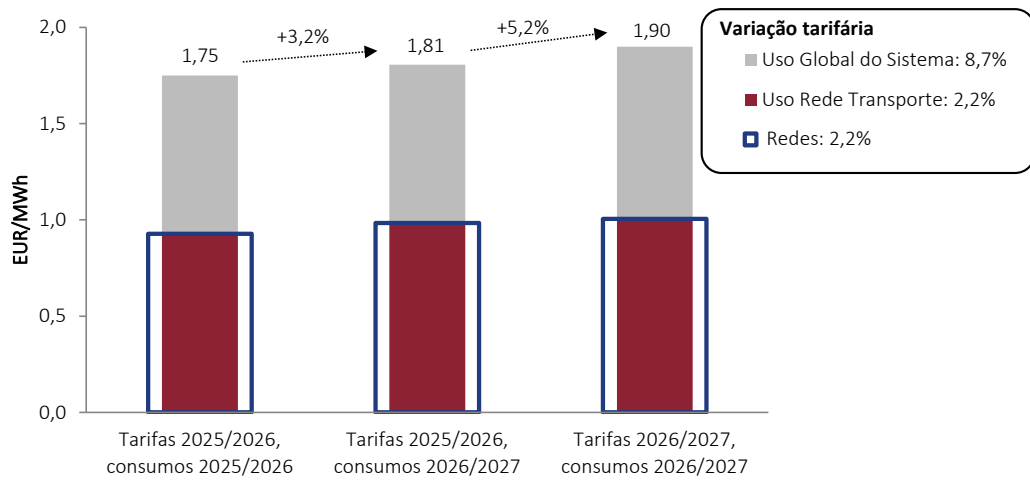


Figura 6-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

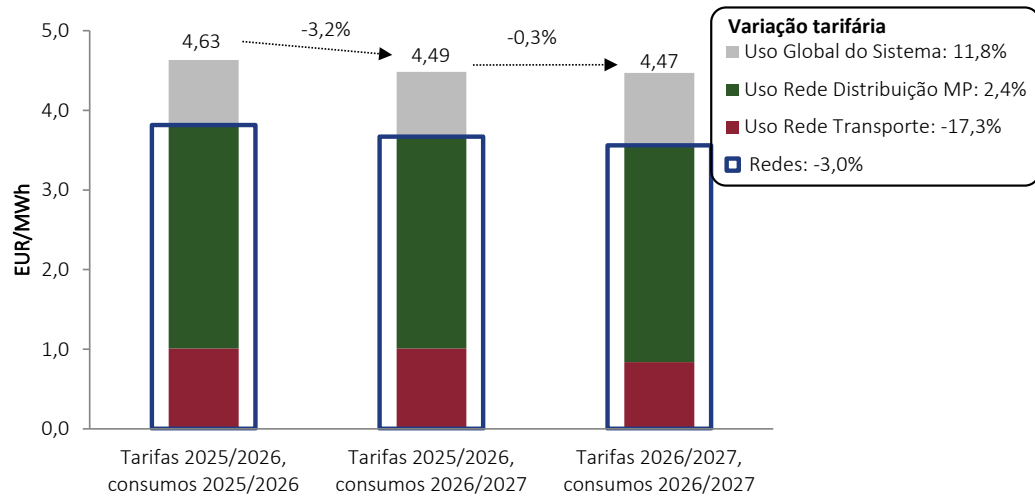


Figura 6-14 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³

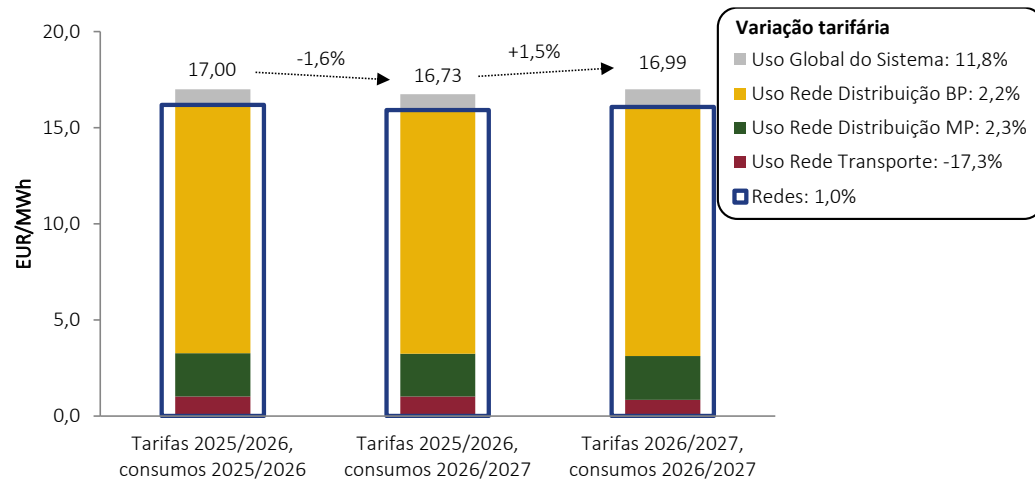
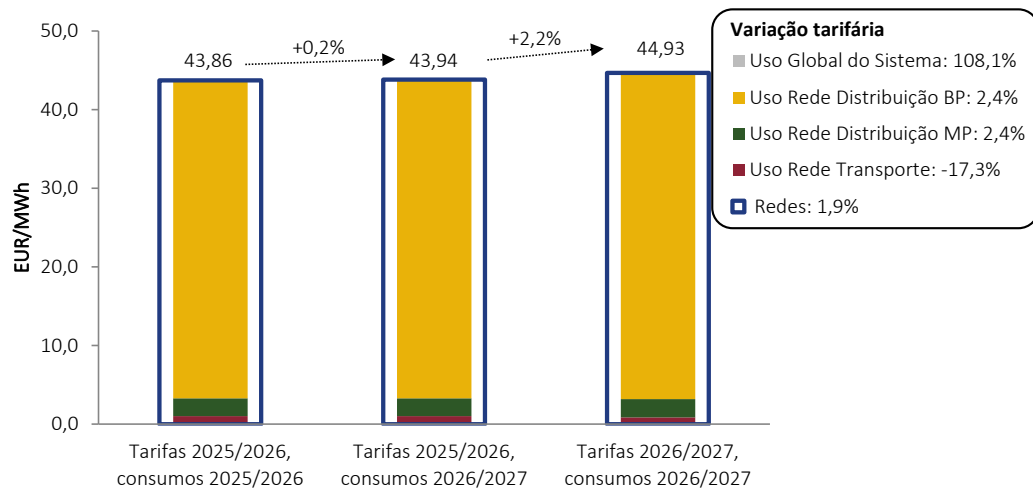


Figura 6-15 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³



A Figura 6-16 apresenta a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, para os clientes em AP e para os clientes em MP, e a Figura 6-17 apresenta a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes para os clientes em BP> e para os clientes em BP<, ambas entre os anos gás 2018-2019 e 2026-2027.

Observa-se que o nível das tarifas era excepcionalmente baixo nos anos gás 2020-2021 a 2022-2023, em particular nos clientes em AP, em virtude, entre outros, dos prémios dos leilões de atribuição de capacidade ocorridos, que originaram receitas que permitiram reduzir o nível de proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes.

Desde o ano gás 2023-2024, tem-se verificado um agravamento do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em todas as tipologias de clientes, com exceção dos clientes em MP, cujo preço médio apresenta um decréscimo no ano gás 2026-2027.

Figura 6-16 - Evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em AP (CEP e Industriais) e MP, entre 2018-2019 e 2026-2027

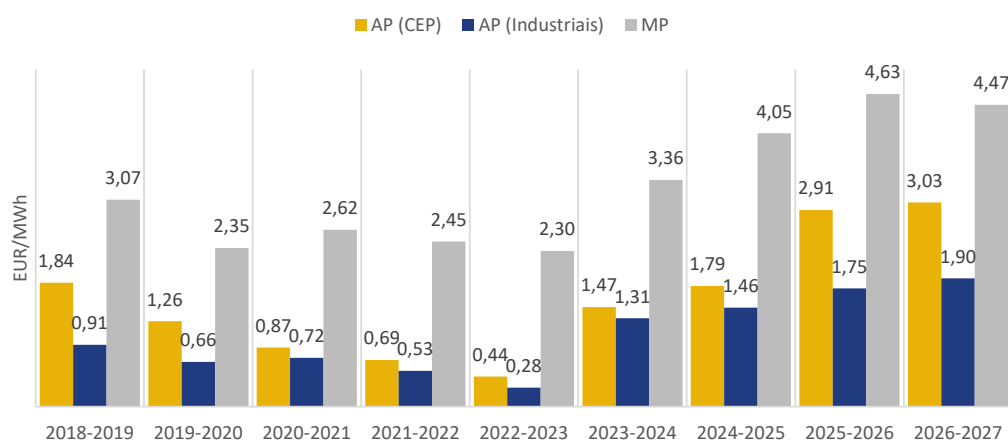
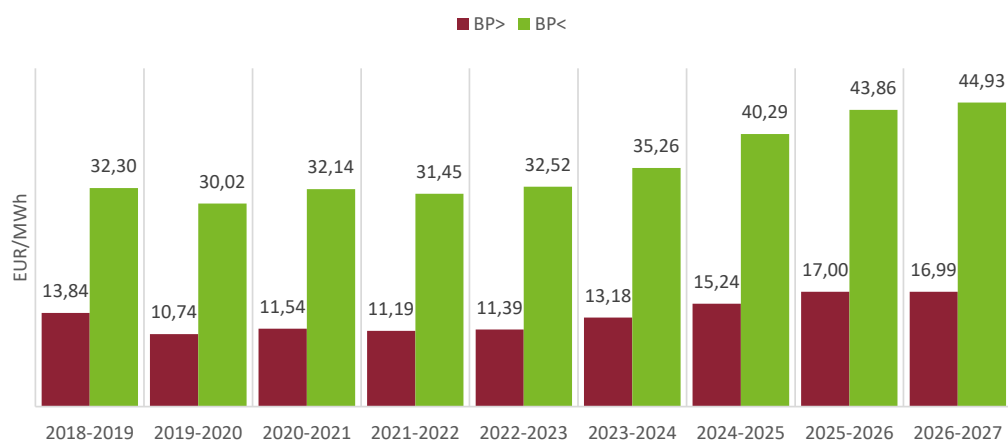


Figura 6-17 - Evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em BP> e BP<, entre 2018-2019 e 2026-2027



6.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO

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 UGS, tarifa de URT e tarifa de Uso da Rede de Distribuição. O acesso em AP e o total não incluem os Centros Eletroprodutores.

Figura 6-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, com decomposição por tarifa

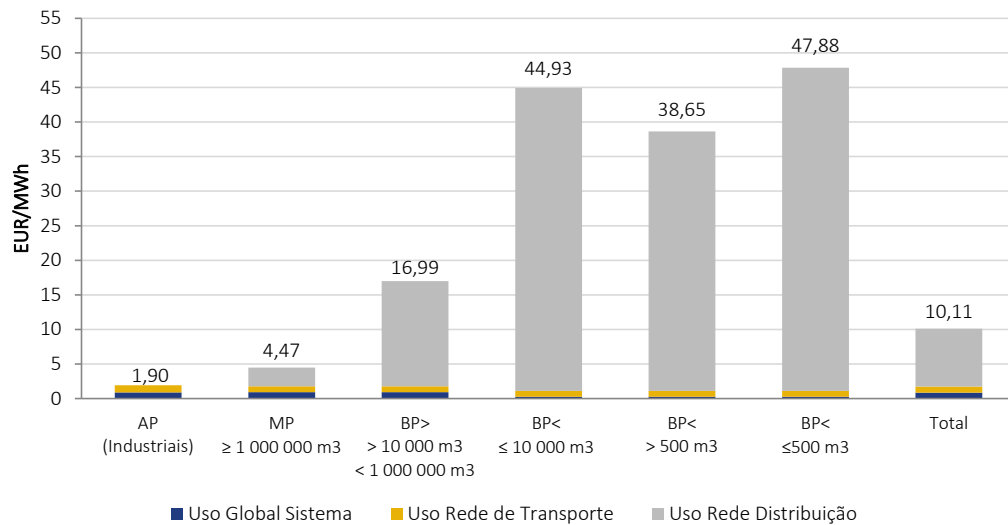
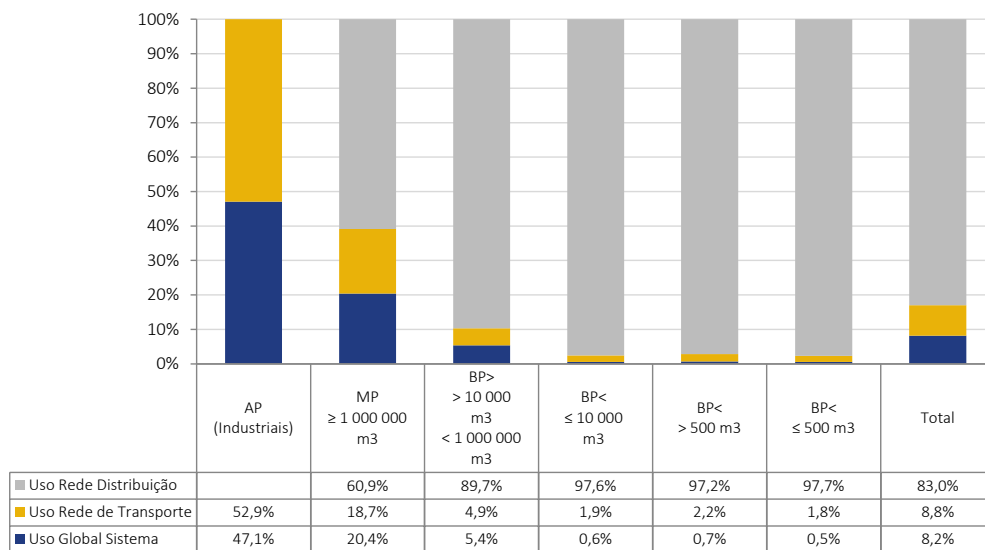


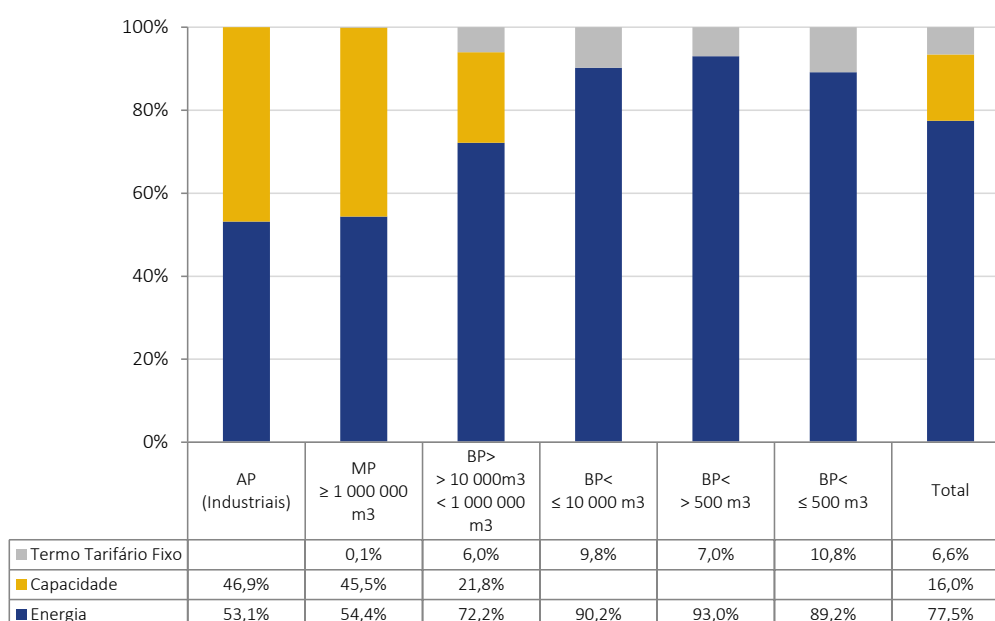
Figura 6-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, por tarifa



Em seguida, apresenta-se, para cada nível de fornecimento, a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes desagregada de acordo com as suas variáveis de faturação: energia (valor de energia, em kWh, implícito no volume de gás consumido), capacidade utilizada (valor de energia medido num dia, em kWh/dia) e termo tarifário fixo (custo da disponibilidade da infraestrutura). O acesso em AP e o total não incluem os CEP.

Importa, antes de mais, enquadrar as tarifas de Acesso às Redes quanto às suas variáveis de faturação, designadamente na sua relação com as variáveis de faturação das tarifas por atividade regulada que as compõem. Note-se que a tarifa de UGS é faturada unicamente através do termo de energia. No caso da tarifa de URT a aplicar pelo ORT a clientes ligados em AP, esta é faturada através do termo de capacidade, enquanto a tarifa de URT a aplicar pelos ORD a clientes em MP e BP é faturada através do termo de energia. Por outro lado, a faturação da tarifa de URD aplica-se aos termos de energia, capacidade e termo tarifário fixo.

Figura 6-20 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, por variável de faturação



De acordo com a figura acima, verifica-se que a faturação associada à componente de energia é a mais representativa nas receitas obtidas através das tarifas de Acesso às Redes, em todos os acessos. Por sua vez, o termo de capacidade utilizada tem um peso maior nas tarifas de Acesso às Redes nos acessos em AP e MP, por comparação com os acessos em BP>. Quanto aos acessos em MP e BP > com leitura mensal e em BP<, realce-se que estes clientes finais não possuem equipamentos de medição de energia diária (entenda-se medição de capacidade), pelo que se torna necessário converter os termos de capacidade para preços de energia e termos tarifários fixos. Realce-se igualmente que o termo tarifário fixo é faturado residualmente nas tarifas de Acesso às Redes em MP, assumindo destaque crescente, respetivamente, nos acessos em BP> e BP<.

6.4 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO

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 2025-2026 e 2026-2027. 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. Para os anos gás 2025-2026 e 2026-2027, a tarifa de Energia refletida na tarifa aditiva de Venda a Clientes Finais considera a adição de um diferencial ao preço da tarifa de Energia dos CURr, que serve de base para a construção da tarifa de Venda a Clientes Finais, aplicada no âmbito do fornecimento supletivo em AP, MP e BP>. A metodologia de cálculo deste diferencial encontra-se plasmada no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

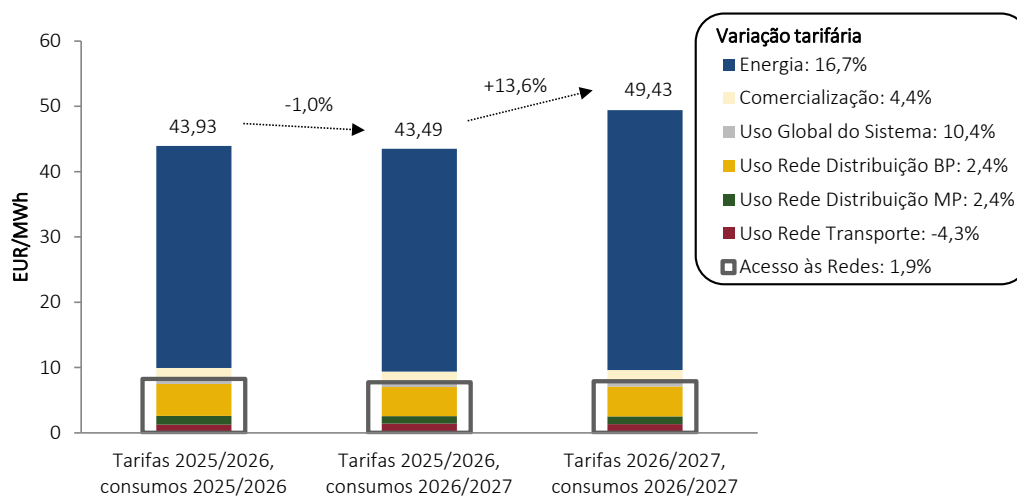
Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão. De referir que as variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2025-2026.

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 BP.

Na Figura 6-21, apresentam-se as variações tarifárias por atividade ⁷¹: +16,7% para a Energia, +4,4% para a Comercialização, +10,4% para o UGS, +2,4% para o URD em BP, +2,4% para o URD em MP e -4,3% para o URT.

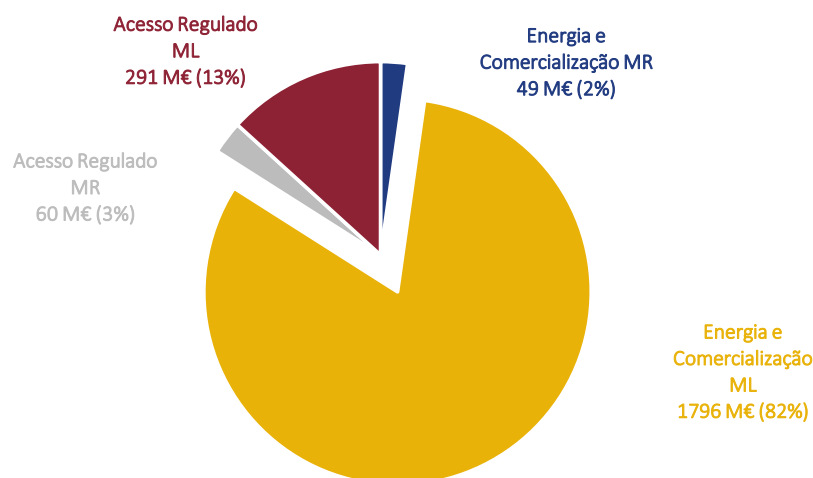
⁷¹ As tarifas apresentadas nesta secção referem-se às tarifas por atividade no Capítulo 3.

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



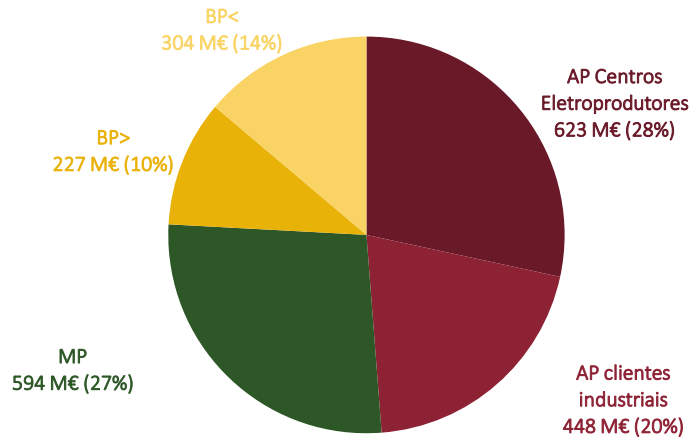
O preço médio de referência de venda a clientes finais no ano gás 2026-2027 baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás no respetivo ano gás, sendo de destacar o reduzido peso dos CURr nas receitas do setor, cerca de 5% (Acesso Regulado MR + Energia e Comercialização MR), que compara com cerca de 95% no mercado livre (Acesso Regulado ML + Energia e Comercialização ML), conforme se ilustra na Figura 6-22. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso às redes regulado pela ERSE, quer para o MR, quer para o ML, que perfazem um valor global de 351 milhões de euros (Acesso Regulado MR + Acesso Regulado ML), cerca de 16% das receitas do setor.

Figura 6-22 - Estrutura das receitas do setor do gás, no ano gás 2026-2027



A estrutura destas receitas por nível de pressão encontra-se ilustrada na Figura 6-23, destacando-se o elevado peso das receitas em alta pressão e em média pressão.

Figura 6-23 - Estrutura das receitas do setor do gás, por nível de pressão, no ano gás 2026-2027



De seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre os anos gás 2025-2026 e 2026-2027, para os diferentes níveis de pressão.

Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: +15,5% para os CEP, +16,0% para os clientes industriais em AP, +14,7% em MP, +11,8% em BP> e +6,3% em BP<. Deste modo, observam-se acréscimos tarifários para todas as tipologias de clientes ⁷².

Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas nas tarifas de Acesso às Redes e nas componentes de energia e comercialização e pelo diferente peso que cada parcela tem nestes grupos de clientes.

⁷² Metodologia de cálculo deste diferencial encontra-se plasmado no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2026-2027”.

Figura 6-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores

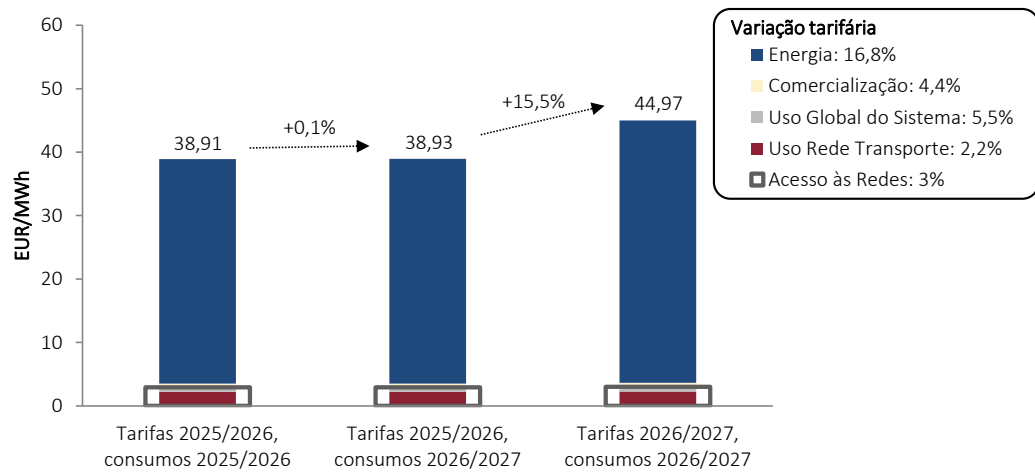


Figura 6-25 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

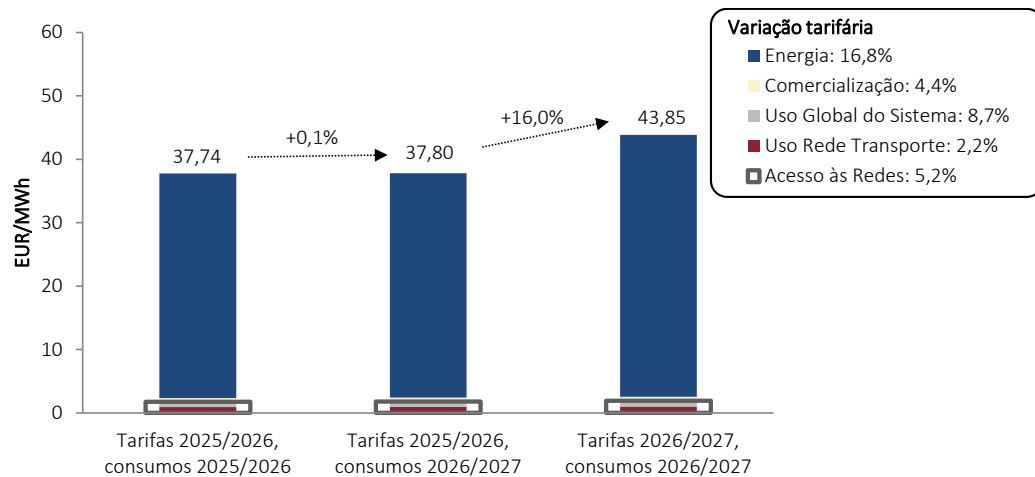


Figura 6-26 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP

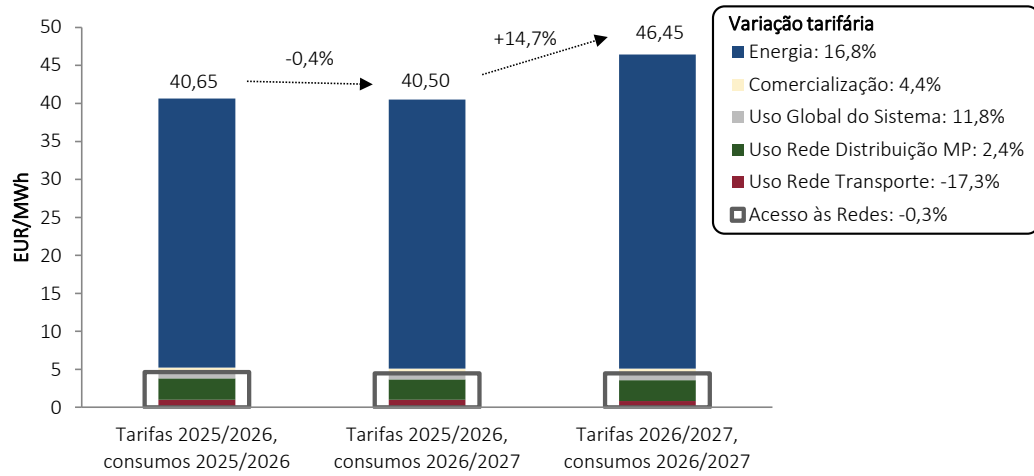


Figura 6-27 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>

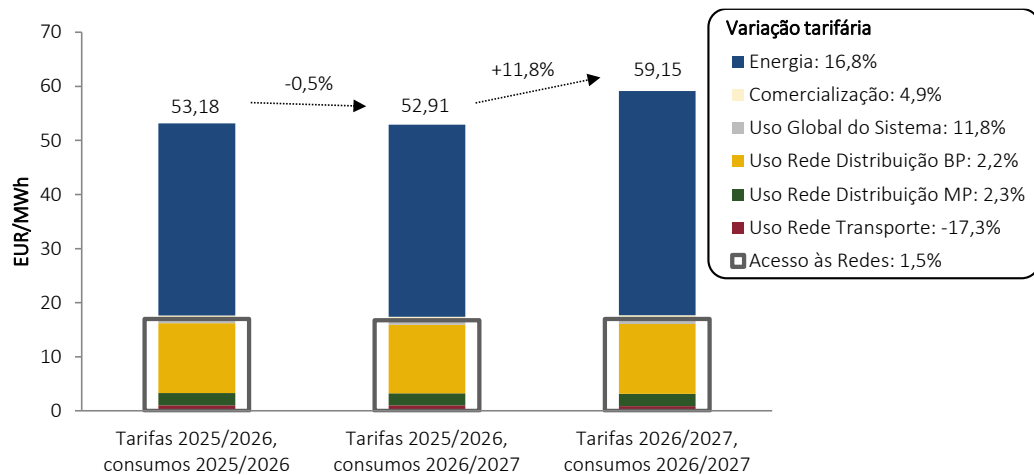
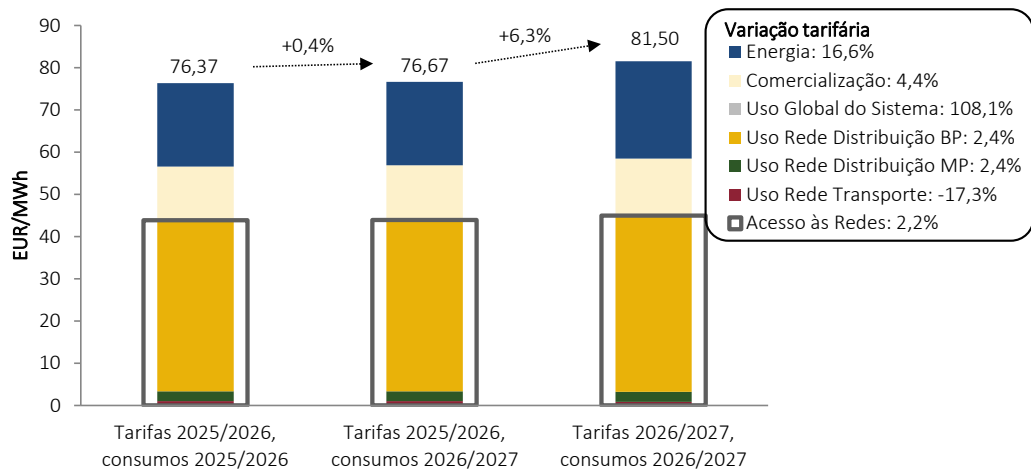


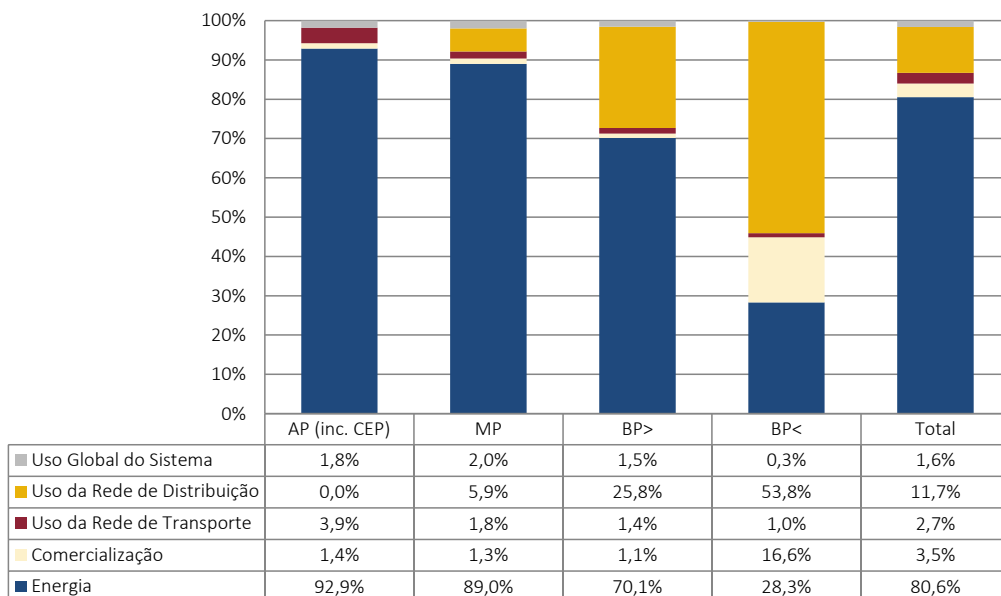
Figura 6-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<



6.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO

Na figura seguinte apresenta-se a 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 Uso Global do Sistema e tarifa de Uso da Rede de Distribuição. O acesso em AP inclui os clientes industriais e os CEP.

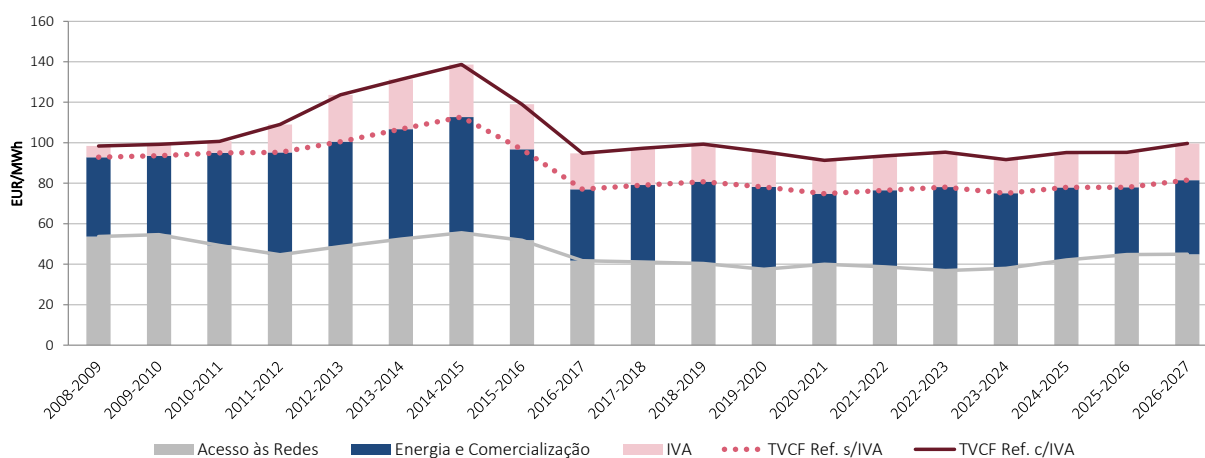
Figura 6-29 - Estrutura do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais



6.4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO EM BP<

Na Figura 6-30 apresenta-se a evolução da decomposição do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais em BP<, a preços constantes de 2026, desde o ano gás 2008-2009, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento do IVA de 6% para 23% ⁷³ em 2012 e o acréscimo da parcela Energia e Comercialização entre o ano gás 2009-2010 e o ano gás 2014-2015. Nos anos gás 2015-2016 e 2016-2017 verifica-se o decréscimo da parcela Energia e Comercialização, tendo atingido o mínimo no ano gás 2020-2021. Desde então tem-se registado um padrão de variações alternadas nesta parcela. Destaca-se também a redução do Acesso às Redes ⁷⁴, a preços constantes, sujeito à regulação da ERSE, entre os anos gás 2014-2015 e 2019-2020. No ano gás 2020-2021, a parcela Acesso às Redes registou um aumento, tendo reduzido consecutivamente até ao ano gás 2022-2023. Desde o ano gás 2023-2024, têm-se verificado aumentos sucessivos desta parcela. Para o ano gás 2026-2027, prevê-se um acréscimo das parcelas de Acesso às Redes e de Energia e Comercialização.

Figura 6-30 - Evolução do preço de referência de Venda a Clientes Finais em BP<
(preços constantes de 2026)



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

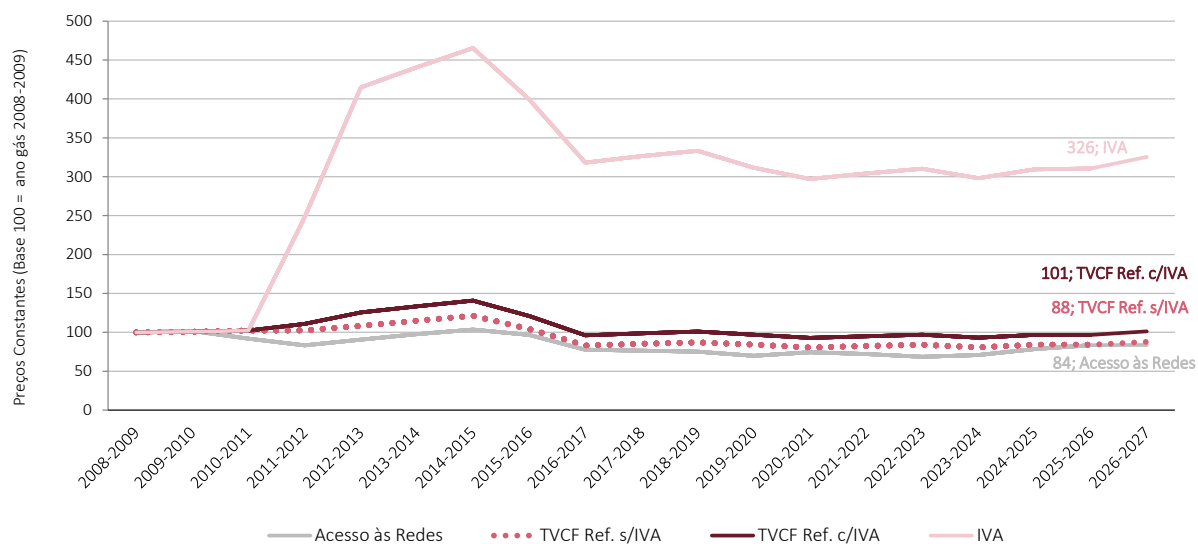
Na Figura 6-31 apresenta-se a evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP<, a preços constantes de 2026. A componente de Acesso às Redes, sujeita à regulação da

⁷³ 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 BP que não ultrapassem os 10 000 m³ anuais.

⁷⁴ O Acesso às Redes inclui as tarifas de UGS, do OLMC a partir do ano gás 2018-2019, de URT e as tarifas de URD de MP e URD de BP. A partir do ano gás 2023-2024 o Acesso às Redes não inclui a tarifa do OLMC.

ERSE, observou desde o início da regulação uma redução de -16,3%. Em sentido contrário, o IVA observou um acréscimo de +225,6% ⁷⁵. Verifica-se que o preço de referência de Venda a Clientes Finais sem IVA, em BP<, observou uma redução de -12,2%.

Figura 6-31 - Evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2026)



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

6.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP<

6.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO

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 6.2).

A Figura 6-32 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 2025-2026 e 2026-2027. Esta tarifa

⁷⁵ 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.

regista um agravamento do preço médio (+6,1%), em resultado de um aumento tarifário (+6,4%) e de uma redução, em menor amplitude, do efeito consumo (-0,3%).

Figura 6-32 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

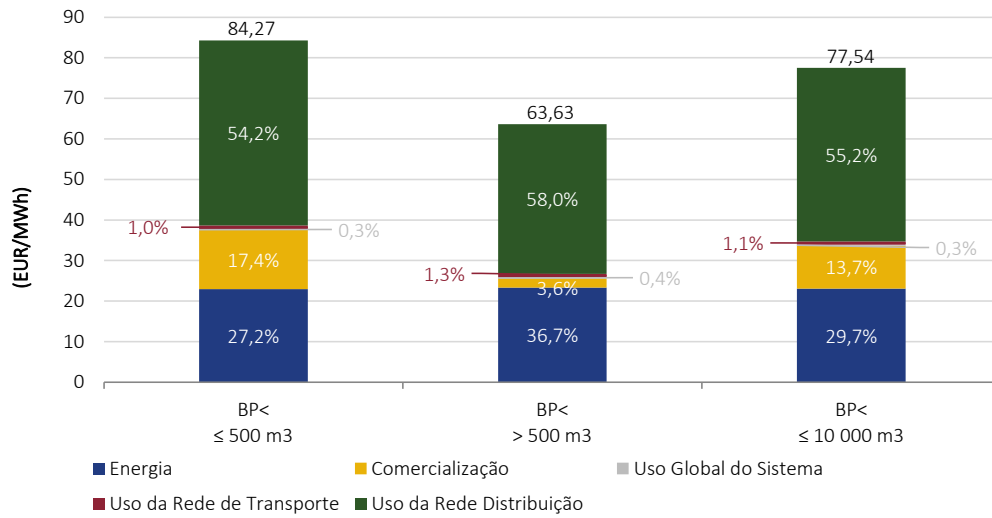
Tarifa	Preço médio 2025-2026	Preço médio 2026-2027	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BP < 10 000 m ³ /ano	73,06 EUR/MWh Receitas: 96 120 kEUR Quantidades: 1 316 GWh	77,54 EUR/MWh Receitas: 102 297 kEUR Quantidades: 1 319 GWh	+6,1%	+6,4%	-0,3%

Notas: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

6.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO

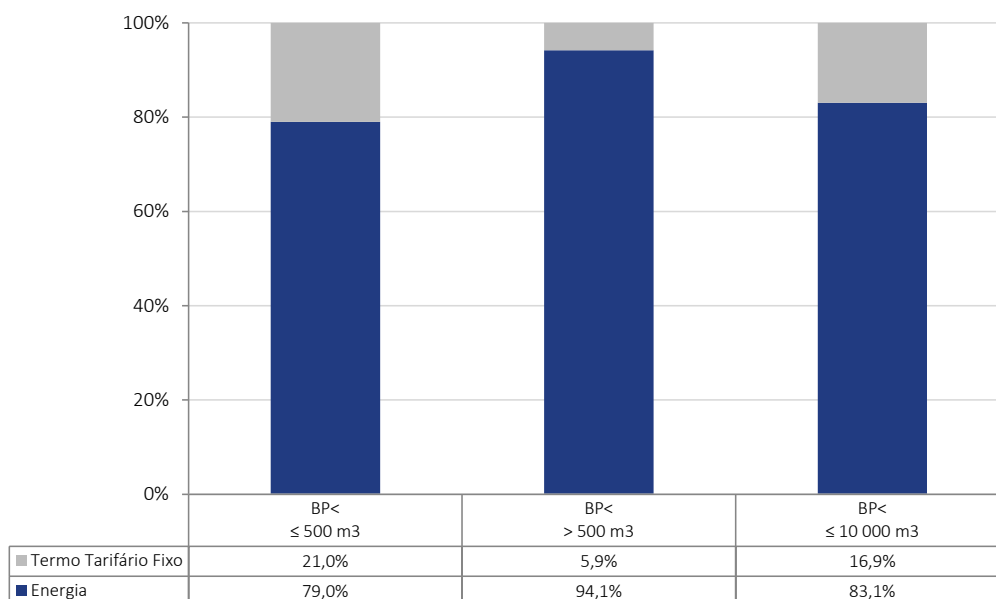
Na figura seguinte apresenta-se a estrutura do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, pelas várias tarifas que a compõem: tarifa de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Comercialização e tarifa de Energia.

Figura 6-33 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, com decomposição por tarifa



De seguida apresenta-se a estrutura do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ de acordo com as suas variáveis de faturação: energia (valor implícito, em kWh) e termo tarifário fixo (custo da disponibilidade da infraestrutura).

Figura 6-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, com decomposição por variável de faturação



6.6 OFERTAS DO MERCADO LIBERALIZADO EM BP<

Esta secção apresenta o impacte da variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes nas ofertas comerciais do mercado liberalizado, para os clientes domésticos ligados em BP<, i.e., clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Não são internalizadas na análise as eventuais alterações de preço na componente de energia, cujo valor é determinado individualmente por cada comercializador no mercado liberalizado, e que habitualmente são decididas durante o mês de outubro.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais do [simulador de preços de energia da ERSE](#)⁷⁶, considerando para cada comercializador a oferta padrão mais competitiva. Entende-se por oferta padrão uma oferta comercial que seja adequada para a generalidade dos clientes, pela sua simplicidade e pela ausência de restrições contratuais⁷⁷. No cálculo da fatura anual de fornecimento de gás adotam-se os três consumidores tipo, todos residenciais, incluídos no simulador da ERSE, indicados no Quadro 6-3.

⁷⁶ Informação recolhida do simulador da ERSE a 26 de maio de 2026.

⁷⁷ As ofertas padrão da análise não incluem os seguintes casos: ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com indexação ao mercado Spot, ofertas com serviços adicionais obrigatórios, ofertas para novos clientes e ofertas com descontos ou reembolsos específicos.

Quadro 6-3 - 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 6-3, o Quadro 6-4 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes para os anos gás 2025-2026 e 2026-2027, antes da aplicação do IVA. O Consumidor 1, o Consumidor 2 e o Consumidor 3 apresentam variações tarifárias entre os dois anos gás na tarifa de Acesso às Redes de +2,1%, +2,3% e +2,3%, respetivamente.

Quadro 6-4- Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo

	Ano gás 2025-2026	Ano gás 2026-2027	Variação	
	EUR	EUR	EUR	%
Consumidor 1	76,71 €	78,35 €	1,64 €	+ 2,1%
Consumidor 2	151,08 €	154,58 €	3,50 €	+ 2,3%
Consumidor 3	299,53 €	306,47 €	6,95 €	+ 2,3%

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. A fatura total pelo fornecimento de gás natural inclui, para além da tarifa de Acesso às Redes, também a componente de energia ⁷⁸ e a componente de taxas e impostos ⁷⁹.

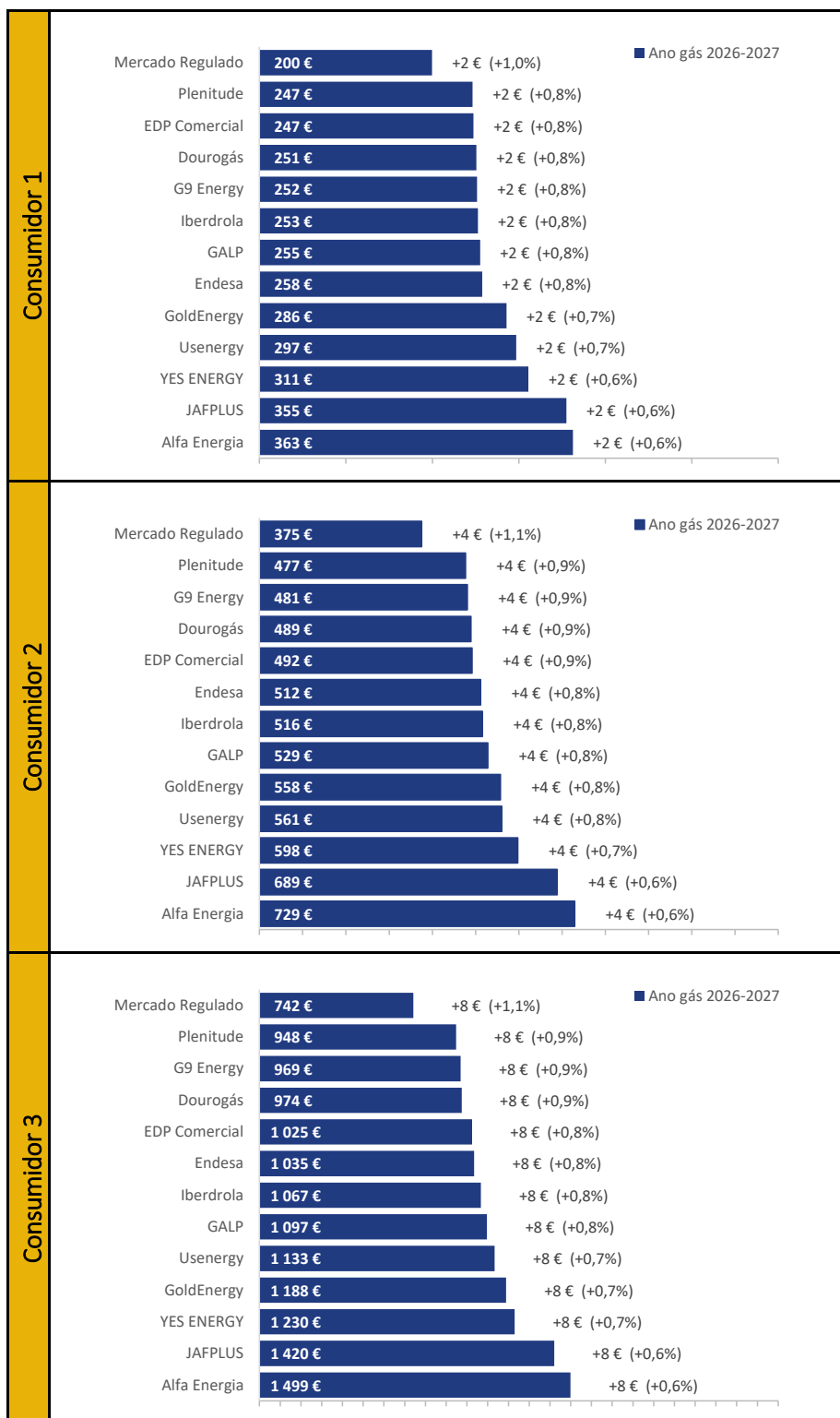
O Quadro 6-5 apresenta a fatura total anual para o ano gás 2026-2027, admitindo que os comercializadores atualizam nas suas ofertas atuais, à data de 26 de maio de 2026, apenas o valor correspondente à tarifa de Acesso às Redes. As figuras apresentadas apenas consideram a oferta padrão mais competitiva de cada comercializador, dentro dos pressupostos já referidos na nota de rodapé 77. As figuras, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacte absoluto e percentual por via

⁷⁸ Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

⁷⁹ 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 no [simulador de preços de energia da ERSE](#), uma vez que varia por município.

da variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes a verificar no ano gás 2026-2027, incluindo o efeito da taxa do IVA.

Quadro 6-5 - Fatura anual no ano gás 2026-2027 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Oferta padrão mais competitiva de cada comercializador, a 26 de maio de 2026, adicionada do impacte da tarifa Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 (com efeito de IVA). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 77 para mais informação.

No Quadro 6-5, observa-se que o impacte da tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é tanto maior quanto mais competitiva for a oferta, ou seja, 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.

Importa realçar que o valor total da fatura anual nos mercados regulado e liberalizado não corresponde ao valor definitivo do ano gás 2026-2027, uma vez que não integra ainda a variação na componente de energia, e que afetam os preços finais a aplicar nos mercados regulado e liberalizado.

Face aos valores no Quadro 6-5, o impacte médio da alteração da tarifa de Acesso às Redes no mercado liberalizado resulta em aumentos na fatura para todos os consumidores tipo. Nos valores apresentados para o mercado liberalizado, a média simples da variação devido à tarifa de Acesso às Redes é de +0,7%, para os consumidores tipo 1 e 3 e de +0,8% para os consumidores tipo 2. Este impacte não inclui as alterações na componente de energia, a decidir individualmente por cada comercializador em mercado liberalizado.

ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de gás para 2026-2027 tem em conta, designadamente, os seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Despacho n.º 3566-A/2025, de 20 de março	Determina o desconto a aplicar na fixação da tarifa social de fornecimento de gás natural no ano gás 2025-2026.
Portaria n.º 121-B/2025/1, de 20 de março	Procede à quarta alteração da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, e prorroga a data relativa à obrigatoriedade de fornecimento de gás natural, pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre.
Resolução da Assembleia da República n.º 127/2025, de 10 de abril	Atualização do Plano Nacional de Energia e Clima 2030.
Decreto-Lei n.º 79/2025, de 21 de maio	Altera 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 Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, que cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás.
Despacho n.º 8030/2025, de 14 de julho	Guia de depósito de caução por conta do bloqueio da capacidade de injeção, a prestar pelo produtor para os projetos que envolvam injeção na rede.
Resolução do Conselho de Ministros n.º 156/2025, de 9 de outubro	Estabelece o modelo de governança para a implementação do Plano Nacional Energia e Clima 2030, bem como a estrutura governamental para o acompanhamento e aplicação da Lei de Bases do Clima.
Despacho n.º 14022/2025, de 25 de novembro	Procede à atualização do valor inscrito no Despacho n.º 3495-C/2025, de 19 de março, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para 2025.
Despacho n.º 14805-B/2025, de 12 de dezembro	Terceira alteração ao despacho anual do Fundo Ambiental para o ano de 2025.
Lei n.º 73-A/2025, de 30 de dezembro	Orçamento do Estado para 2026.
Lei n.º 73-B/2025, de 31 de dezembro	Aprova as Grandes Opções para 2025-2029.

Diploma	Assunto
Regulamento (UE) 2026/261 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de janeiro de 2026,	Relativo à eliminação progressiva das importações de gás natural russo, à preparação da eliminação progressiva das importações de petróleo russo e à melhoria da monitorização das possíveis dependências energéticas, e que altera o Regulamento (UE) 2017/1938.
Despacho n.º 1945/2026, de 16 de fevereiro	Determina a elaboração do procedimento concursal para atribuição de licenças de distribuição local de gás natural com término até 1 de janeiro de 2028, inclusive.
Despacho n.º 4240-B/2026, de 31 de março de 2026	Determina o desconto a aplicar na fixação da tarifa social de fornecimento de gás natural no ano gás 2026-2027.
Despacho n.º 4725/2026, de 10 de abril	Elaboração dos planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás (PDIRD-G) — diretrizes para elaboração das propostas a apresentar pelos operadores da rede nacional de distribuição de gás.
Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril	Altera 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 parcial da Diretiva (UE) 2024/1788 e da Diretiva (UE) 2023/1791, relativas a regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural, do hidrogénio e para eficiência energética.

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 das redes de distribuição
ORT	Operador da 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 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás;
- Caracterização da procura de gás no ano gás 2026-2027;
- Estrutura tarifária no ano gás 2026-2027;
- Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás.