ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS

PARA O ANO GÁS 2025-2026

Junho 2025

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 para o ano 2025-2026 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 19
2 PROVEITOS PERMITIDOS DO SETOR DO GÁS 21
2.1 Atividades reguladas 21
2.2 Proveitos permitidos a recuperar em 2025-2026 25
2.3 Proveitos para cada atividade 29
2.3.1 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL 29
2.3.2 Armazenamento Subterrâneo de gás 31
2.3.3 Operação Logística de Mudança de Comercializador 33
2.3.4 Gestão Técnica Global do SNG 34
2.3.5 Transporte de gás 36
2.3.6 Distribuição de gás 36
2.3.7 Comercializador de último recurso grossista 42
2.3.8 Comercializadores de último recurso retalhistas 44
2.3.9 Parâmetros para a definição das tarifas 51
2.4 Compensação e transferências entre entidades reguladas 57
2.4.1 Compensações entre operadores da rede de distribuição 57
2.4.2 Transferência dos Comercializadores de último recurso retalhista para os operadores da rede de distribuição 58
2.4.3 Transferências entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição 60
2.4.3.1 Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP 60
2.4.3.2 Financiamento da tarifa social 60
2.4.4 Compensações e transferências dos CUR 63
2.4.5 Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL 68
2.4.6 Transferência entre o operador de armazenamento subterrâneo e o operador da rede de transporte 68
2.4.7 Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador 69
3 TARIFAS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2025-2026 71

3.1 Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito 75

3.1.1 Preços do serviço de Receção de GNL 75

3.1.2 Preços do serviço de Armazenamento de GNL 76

3.1.3 Preços do serviço de Regaseificação de GNL 77

3.1.4 Preços dos Serviços Agregados 78

3.2 Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo 79

3.3 Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás 81

3.3.1 Tarifa de Uso Global do Sistema 81

3.3.2 Tarifa de Uso da Rede de Transporte 83

3.3.2.1 Preços dos produtos de capacidade firme 84

3.3.2.2 Preços dos produtos de capacidade interruptível 89

3.3.2.3 Preços para produtores, clientes e operadores das redes de distribuição 92

3.3.2.4 Preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito 95

3.4 Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás 96

3.4.1 Tarifa de Uso Global do Sistema 96

3.4.2 Tarifa de Uso da Rede de Transporte 99

3.4.3 Tarifas de Uso das Redes de Distribuição 100

3.4.3.1 Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP 101

3.4.3.2 Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP> 102

3.4.3.3 Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP< 103

3.5 Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso 104

3.5.1 Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas 104

3.5.2 Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m^3 105

3.5.3 Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m^3 105

3.6 Tarifas de Acesso às Redes 106

3.6.1 Tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte 106

3.6.2 Tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição 107

3.6.3 Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes) 111

3.7 Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais 112

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^3 113

3.8 Tarifas a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 114

3.8.1 Tarifa de Energia a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 114
3.8.2 Tarifa de Comercialização a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 115
3.8.3 Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 115
3.8.4 Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo 116
3.9 Tarifa Social 119
3.9.1 Tarifa Social de Acesso às Redes 121
3.9.2 Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso 122
4 PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2025-2026 123
4.1 Preços e parâmetros dos serviços regulados previstos no RRC 124
4.1.1 Enquadramento regulamentar 124
4.1.2 Propostas apresentadas pelas empresas 127
4.1.3 Preços e parâmetros a vigorar no ano gás 2025-2026 128
4.1.3.1 Quantia mínima a pagar em caso de mora 129
4.1.3.2 Preço de leitura extraordinária 130
4.1.3.3 Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás 130
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 131
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^3 131
4.1.3.6 Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás 132
4.2 Preços e condições dos serviços regulados previstos no RT 133
4.2.1 Preço aplicável na mudança de comercializador 133
4.2.2 Preços e condições aplicáveis na prestação de serviços complementares pelo Terminal de GNL 134
4.3 Preços e parâmetros dos serviços regulados previstos no Regulamento da Apropriação Indevida de Energia 136
4.3.1 Enquadramento regulamentar 136
4.3.2 Propostas apresentadas pelas empresas 137
4.3.3 Preços e parâmetros a vigorar no ano gás 2025-2026 138
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 139
4.3.3.2 Consumo médio anual e Desvio padrão 139
5 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CISTERNA 141
6 ANÁLISE DE IMPACTES 149

6.1 Receitas a recuperar nas tarifas do setor do gás 150
6.2 Tarifas por atividade 153
6.3 Tarifas de Acesso às Redes 159
6.3.1 Evolução do preço médio 159
6.3.2 Estrutura do preço médio 164
6.4 Preço médio de referência de venda a clientes finais 167
6.4.1 Evolução do preço médio 167
6.4.2 Estrutura do preço médio 172
6.4.3 Evolução do preço médio em BP< 173
6.5 Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP< 175
6.5.1 Evolução do preço médio 175
6.5.2 Estrutura do preço médio 176
6.6 Ofertas do mercado liberalizado em BP< 177
ANEXOS 183
ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES 185
ANEXO II SIGLAS 191
ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES 197

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 2025-2026 10

Quadro 0-8 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2025-2026 por atividade 11

Quadro 0-9 - Proveitos permitidos para o ano gás 2025-2026 por atividade 12

Quadro 0-10 - Deflatores do PIB 13

Quadro 0-11 - Taxas e *spreads* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos 14

Quadro 0-12 – Taxas de remuneração dos ativos regulados 15

Quadro 0-13 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás 16

Quadro 0-14 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas 17

Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás 22

Quadro 2-2 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2025-2026 por atividade 27

Quadro 2-3 - Proveitos permitidos para o ano gás 2025-2026 por atividade 28

Quadro 2-4 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL 30

Quadro 2-5 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL 31

Quadro 2-6 - Proveitos da REN Armazenagem 32

Quadro 2-7 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Armazenamento Subterrâneo 33

Quadro 2-8 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador 33

Quadro 2-9 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG 35

Quadro 2-10 - Proveitos da atividade de Transporte de gás 36

Quadro 2-11 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás 38

Quadro 2-12 - 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 43

Quadro 2-13 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás de Comercializador de Último Recurso retalhista 45

Quadro 2-14 - Proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista 48

Quadro 2-15 - Parâmetros a vigorar em 2025-2026....51

Quadro 2-16 - Parâmetros dos operadores da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2025-2026...56

Quadro 2-17 - Parâmetros dos comercializadores de último recurso retalhistas a vigorar no ano gás 2025-2026....57

Quadro 2-18 - Compensação entre os ORD no ano gás 2025-2026 58

Quadro 2-19 - Compensação entre os ORD no ano gás 2025-2026 58

Quadro 2-20 - Diferencial para o mercado a transferir, por ORD, no ano gás 2025-2026....59

Quadro 2-21 - Transferências do diferencial para o mercado 59

Quadro 2-22 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2025-2026....60

Quadro 2-23 - Descontos previstos para o ano gás 2025-2026, no âmbito da tarifa social 61

Quadro 2-24 - Repartição do financiamento do desconto decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano gás 2025-2026 e dos ajustamentos de 2023 e 2024, pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado....62

Quadro 2-25 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2023 63

Quadro 2-26 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2024 63

Quadro 2-27 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2025-2026...64

Quadro 2-28 - Montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela II da UGS 65

Quadro 2-29 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II 65

Quadro 2-30 - Transferências relativas à UGS I 66

Quadro 2-31 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR....66

Quadro 2-32 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG....67

Quadro 2-33 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem....67

Quadro 2-34 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL 68

Quadro 2-35 - Transferências entre o operador de Armazenamento Subterrâneo e o operador da rede de Transporte 69

Quadro 2-36 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador....70

Quadro 3-1 - Tarifas reguladas 72

Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de Receção de GNL 76

Quadro 3-3 - Preço da capacidade contratada de armazenamento do serviço de Armazenamento de GNL 76

Quadro 3-4 - Multiplicadores do serviço de Armazenamento de GNL 76

Quadro 3-5 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade firme, aplicável às entregas à RNTG 77

Quadro 3-6 - Preço do serviço de Regaseificação de GNL para os produtos de capacidade interruptível, aplicável às entregas à RNTG 77

Quadro 3-7 - Preço de energia do serviço de Regaseificação de GNL 78

Quadro 3-8 - Multiplicadores aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de Regaseificação de GNL 78

Quadro 3-9 - Preços do serviço carregamento de GNL aplicável às entregas a cisternas....78

Quadro 3-10 - Preços dos serviços agregados 79

Quadro 3-11 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo 80

Quadro 3-12 - Multiplicadores dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo 80

Quadro 3-13 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema 82

Quadro 3-14 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema 82

Quadro 3-15 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema 83

Quadro 3-16 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema 83

Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada 85

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....87

Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de saída 87

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 88

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....89

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 90

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível nos pontos de saída da rede de transporte 91

Quadro 3-24 - 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 91

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....92

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT, por ponto de entrada (produtores de gás)....93

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 93

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) 94

Quadro 3-29 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição 97

Quadro 3-30 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição 98

Quadro 3-31 - Preços da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição 99

Quadro 3-32 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição 100

Quadro 3-33 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP ...101

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).....101

Quadro 3-35 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....102

Quadro 3-36 - Preços da tarifa de URD em BP>.....102

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).....103

Quadro 3-38 - Preços da tarifa flexível de URD em BP> (opção flexível com contratação exclusivamente mensal).....103

Quadro 3-39 - Preços da tarifa de URD em BP<.....103

Quadro 3-40 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas 104

Quadro 3-41 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 105

Quadro 3-42 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 106

Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário 106

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a clientes em AP.....106

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição.....107

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão 107

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).....108

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) 108

Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m^3 por ano 108

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) 109

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) 109

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 109

Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) 112

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^3 113

Quadro 3-55 - Tarifa de Energia a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo 115

Quadro 3-56 - Tarifa de Comercialização a aplicar pelos CURr no âmbito do fornecimento supletivo 115

Quadro 3-57 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos CURr, aos produtores em regime ordinário, no âmbito do fornecimento supletivo.....116

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.....116

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 117

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 ...117

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.....117

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.....118

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 ...118

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.....118

Quadro 3-65 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás 121

Quadro 3-66 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes.....121

Quadro 3-67 - Desconto da tarifa social 121

Quadro 3-68 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais 122

Quadro 4-1 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m^3) 129

Quadro 4-2 - Preço para o serviço de leitura extraordinária 130

Quadro 4-3 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás 130

Quadro 4-4 - Encargos de ligação de instalações com consumo anual até 10 000 m^3, dentro da área de influência 131

Quadro 4-5 - 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^3 131

Quadro 4-6 - Valores de referência para custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás 132

Quadro 4-7 -Parâmetro de eficiência a aplicar aos valores de referência 133

Quadro 4-8 - Preço aplicável na mudança de comercializador 134

Quadro 4-9 - Preço aplicável na prestação de serviços complementares do Terminal de GNL 136

Quadro 4-10 – Consumo médio anual e desvio padrão – Floene, Sonorgás e REN Portgás 138

Quadro 4-11 - Limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia e majoração em caso de reincidência 139

Quadro 4-12 – Consumo médio anual e desvio padrão, a aplicar por ORD 140

Quadro 5-1 – Valores trimestrais do parâmetro variável e termo fixo da fórmula de custo máximo ..142

Quadro 6-1 - Receitas do setor a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2025-2026 151

Quadro 6-2 - Receitas do ORT a recuperar nas tarifas reguladas no ano gás 2025-2026 153

Quadro 6-3 - Consumidores tipo do simulador de preços de energia da ERSE 178

Quadro 6-4- Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo 178

Quadro 6-5 - Fatura anual no ano gás 2025-2026 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes 180

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 2-1 - Réditos do setor do gás 26

Figura 5-1 – Índice de preços do gasóleo simples e ajustamento do termo variável.....143

Figura 5-2 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas 144

Figura 5-3 – Custo unitário aceite e tarifa a suportar pelos operadores 145

Figura 5-4 - Evolução do preço médio do gasóleo simples e média trimestral.....145

Figura 6-1 - Explicitação da variação tarifária 150

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão.....154

Figura 6-3 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....155

Figura 6-4 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo 156

Figura 6-5 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....156

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 157

Figura 6-7 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....157

Figura 6-8 - Evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição 158

Figura 6-9 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas de energia e de comercialização 159

Figura 6-10 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente 160

Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão – Centros Eletroprodutores 161

Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão – clientes industriais 161

Figura 6-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão 162

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.....162

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^3 163

Figura 6-16 - Evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em AP (CEP e Industriais) e MP, entre 2017-2018 e 2025-2026 164

Figura 6-17 - Evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em BP> e BP<, entre 2017-2018 e 2025-2026.....164

Figura 6-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, com decomposição por tarifa.....165

Figura 6-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, por tarifa.....165

Figura 6-20 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, por variável de faturação.....166

Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais 168

Figura 6-22 - Estrutura das receitas do setor do gás, no ano gás 2025-2026 168

Figura 6-23 - Estrutura das receitas do setor do gás, por nível de pressão, no ano gás 2025-2026.....169

Figura 6-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Eletroprodutores 170

Figura 6-25 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP .170

Figura 6-26 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP 171

Figura 6-27 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP> 171

Figura 6-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP< 172

Figura 6-29 - Estrutura do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais 173

Figura 6-30 - Evolução do preço de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2025).....174

Figura 6-31 - Evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2025).....175

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^3 176

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 176

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 177

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás a vigorar no ano gás 2025-2026, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu, a 31 de março de 2025, 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 2025-2026". 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 2025-2026 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 2025-2026 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.

Ainda persiste um contexto de instabilidade, e consequente incerteza, decorrente da manutenção dos conflitos Rússia-Ucrânia e entre Israel e o Hamas, que influencia os preços e fornecimento de combustíveis. Deste modo, o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas realizado para o ano gás 2025-2026 reflete um cenário de volatilidade de preços do gás. A estes fatores há ainda que acrescentar os efeitos estruturais que o processo de descarbonização da economia, em curso, implica na diminuição da procura de gás e na consequente pressão sobre as tarifas de uso das infraestruturas [1].

Este documento é complementado por um conjunto de outros documentos que justificam os pressupostos e as decisões adotadas e que fazem parte integrante das tarifas e preços de gás para o ano gás 2025-2026, que vigoram entre 1 de outubro de 2025 e 30 de setembro de 2026 [2].

Assim, os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás para o ano gás 2025-2026 são:

[1] As tarifas de uso das infraestruturas recuperam os proveitos permitidos das atividades de operação dessas infraestruturas, principalmente associados a custos fixos, pelo que uma diminuição da procura contribui para um aumento destas tarifas e vice-versa.

[2] 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 2025 às 05h00 UTC de 1 de outubro de 2026, nos termos do Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março de 2017.

1. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás;
2. Caracterização da procura de gás no ano gás 2025-2026;
3. Estrutura tarifária no ano gás 2025-2026;
4. Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás.

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE GÁS PARA O ANO 2025-2026 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No ano gás 2025-2026, nos termos do regime jurídico das bases de organização do Setor Nacional de Gás (SNG) [3], 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 m^3 (BP<) [4]. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em alta pressão (AP), média pressão (MP) e baixa pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 (BP>) encontram-se extintas [5].

A variação das tarifas transitórias para clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, a vigorar a partir de 1 de outubro de 2025, corresponde a um acréscimo de +1,5%, face aos valores do ano gás anterior.

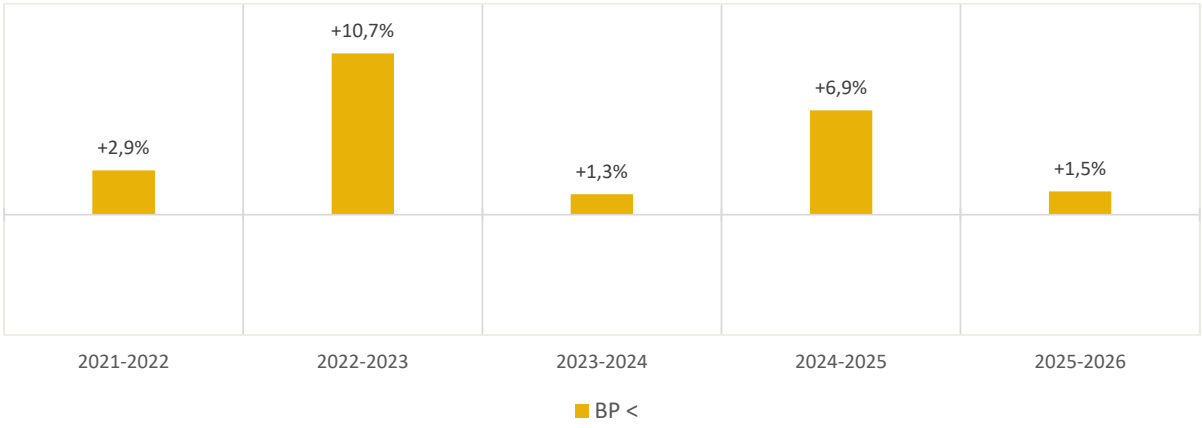
Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2025-2026/2024-2025
Consumo ≤ 10 000 m^3/ano	+1,5%

[3] 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.
[4] 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.
[5] 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 2021-2022 e 2025-2026. Os preços de venda a clientes finais do mercado regulado observarão, em cinco anos, uma variação média anual de +4,6% 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 vulneráveis [6]. Para estas tarifas, no ano gás 2025-2026, aplica-se um desconto social de 31,2% face à tarifa transitória [7], 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.

[6] 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 e 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 m^3.

[7] O valor percentual do desconto social é aprovado anualmente por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Para o ano gás 2025-2026, 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, idêntica aos anos anteriores, através do Despacho n.º 3566-A/2025, de 20 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 2025, consta do quadro seguinte, com um acréscimo de +23,0% para os fornecimentos em AP e um acréscimo de +11,4% para os fornecimentos em MP e BP>. Para os fornecimentos em BP<, as tarifas de Acesso às Redes apresentam um acréscimo de +8,5%.

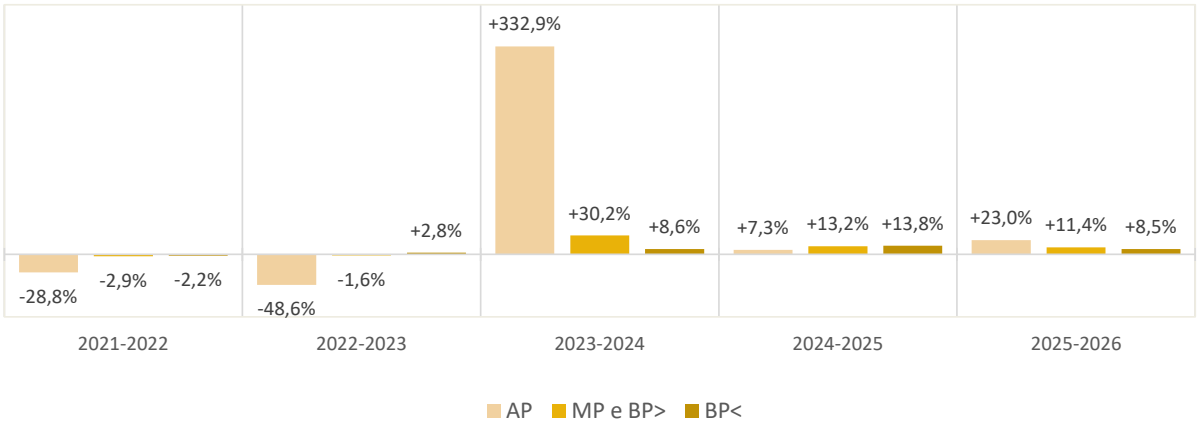
Quadro 0-2 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2025-2026/2024-2025
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3/ano) *	+23,0%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3/ano)	+11,4%
Clientes em BP< (< 10 000 m^3/ano)	+8,5%

(*) O limiar de consumo é indicativo

A Figura 0-2 ilustra as variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes, entre os anos gás 2021-2022 e 2025-2026, para os diferentes níveis de pressão. Assim, as variações nas tarifas de Acesso às Redes evidenciam, em 5 anos, um acréscimo médio anual de +15,9% em AP, de +9,4% em MP e BP>, e de +6,2% em BP< (essencialmente clientes domésticos).

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



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 +0,7% para os fornecimentos em AP e a um acréscimo de +1,5% 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 +4,6%.

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

Impacte das Tarifas de Acesso às Redes	Impacte no Mercado Livre
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3/ano) *	+0,7%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3/ano)	+1,5%
Clientes em BP< (< 10 000 m^3/ano)	+4,6%

(*) 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.

Quadro 0-4 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2025-2026/2024-2025
Infraestruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	+8,3%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	+8,3%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	+6,4%
Tarifa de Uso Global do Sistema	+45,2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	+8,3%

A variação da tarifa de Energia para clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, a vigorar a partir de 1 de outubro de 2025, corresponde a uma variação de -13,5%, 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 m^3/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2025-2026/2024-2025
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m^3/ano	-13,5%

No Quadro 0-6 apresenta-se a variação da tarifa de Comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, que corresponde a um aumento de +8,0%, 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 m^3/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2025-2026/2024-2025
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m^3/ano	+8,0%

As tarifas de Energia e de Comercialização, juntamente com as tarifas de Acesso às Redes, determinam a variação tarifária das tarifas transitórias, 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 m^3 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 2025-2026, 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, de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás, 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 +2,4%, em linha com o valor apurado pelo Instituto Nacional de Estatística para o índice de Preços no Consumidor de 2024.

Nos termos estabelecidos no RT, a ERSE aprova, anualmente, o preço regulado aplicável às mudanças de comercializador, que regista uma variação de +3,7% 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 +8,3%, 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 +2,4%, 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 natural dos Centros Eletroprodutores (CEP) é afetado por uma alteração estrutural no parque eletroprodutor, uma vez que a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (Turbogás) terminou o seu Contrato de Aquisição de Energia (CAE) no primeiro trimestre de 2024. Desde então, esta central ficou adstrita à salvaguarda de segurança de abastecimento, nos termos definidos pelo Governo Português, até 31 de março de 2026. O ano gás 2025-2026 deverá consolidar esta alteração estrutural, que é tida em conta na previsão da ERSE.

No que respeita às restantes centrais de ciclo combinado a gás natural nacionais, pressupôs-se que irão funcionar com a sua utilização média verificada em 2023 (ano médio em termos de hidraulicidade).

A ERSE prevê que o consumo de gás natural dos CEP no ano gás 2025-2026 seja de 8,9 TWh, 31,0% superior ao valor previsto pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) (6,8 TWh). Em relação ao valor considerado nas tarifas do ano gás 2024-2025 (19,5 TWh), o valor previsto pela ERSE para o ano gás 2025-2026 representa uma redução de -54,7%.

No segmento dos clientes industriais abastecidos pela rede de transporte e nas unidades autónomas de gás (UAG) propriedade de clientes, a ERSE adota as previsões de consumo de energia do ORT para o ano gás 2025-2026, de 10,2 TWh para os clientes industriais e de 1,0 TWh para as UAG propriedade de clientes, o que, no total, corresponde a um acréscimo de +1,0% face ao previsto no ano gás 2024-2025.

Para o segmento do consumo abastecido pelas redes de distribuição, a ERSE considera o número de pontos de abastecimento previstos pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) para o ano gás 2025-2026, para os clientes ligados em MP e BP. No que se refere aos fornecimentos, foram igualmente aceites as previsões das empresas exceto no caso da REN Portgás e da Sonorgás, para as quais se considerou um aumento dos consumos mais moderado do que o proposto, tendo em conta os dados mais atuais. Assim, para o ano gás 2025-2026, o valor adotado pela ERSE é de 21,4 TWh, o que representa uma diminuição de -2,4% em relação ao valor previsto no ano gás 2024-2025 (21,9 TWh).

Para os níveis de pressão MP e BP>, a previsão das quotas de mercado dos fornecimentos pelos comercializadores de último recurso retalhista (CUR) e dos fornecimentos em mercado 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 2025-2026:

- 100% para clientes ligados em MP, em energia e em número de clientes.
- 96,5% (energia) e 91,6% (número de clientes), para clientes ligados em BP>.
- 65,3% (energia) e 72,2% (número de clientes) para os clientes em BP<.

O balanço de gás para o ano gás 2025-2026, 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 2025-2026

Unidades: GWh

	Entradas na RNTG	
1=1.1+1.2	**1 Importação gasoduto**	**1 292**
	1.1 Campo Maior	1 292
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2	**2 Importação Terminal GNL**	**46 988**
	2.1 Injeções RNT	44 924
	2.2 Camião cisterna	2 065
	3 Extrações do Arm. Subterrâneo	2 404
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNG	50 684
5=1+2.1+3	**5 Entradas na RNTG**	**48 619**
	Saídas da RNTG	
	6 Exportação (Valença do Minho)	6 458
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	2 404
	8 Centros eletroprodutores	8 855
	9 Clientes industriais em AP	10 243
	10 Redes de distribuição (interligadas)	20 621
11=6+7+8+9+10	**11 Total das saídas da RNTG**	**48 582**
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTG	38
14=8+9+10	**14 Total de consumos da RNTG**	**39 719**
	Entradas na RNDG	
15=10	15 Redes interligadas	20 621
16	16 Redes abastecidas por UAG	797
17=15+16	**17 Total de entradas na RNDG**	**21 418**
	Saídas da RNDG	
	18 Clientes em MP	13 680
	19 Clientes em BP	7 697
	20 Perdas e autoconsumos na RNDG	41
21=18+19+20	**21 Total de saídas da RNDG** (inc. perdas e autocons.)	**21 418**
	22 Total das Saídas no SNG	41 822
	22.1 UAG Propriedade de clientes	997
	22.2 Exportações	271

Nos documentos "Caracterização da procura de gás para o ano gás 2025-2026" e "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2025-2026 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 2025-2026, por atividade.

Quadro 0-8 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2025-2026 por atividade

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos a recuperar Tarifas 2025-2026	Proveitos a recuperar Tarifas 2024-2025	Variação	
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	**24 786**	**27 303**	**-2 516**	**-9,2%**
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	**21 077**	**20 163**	**914**	**4,5%**
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	**103 827**	**103 837**	**-10**	**0,0%**
Proveitos da atividade de Transporte de gás		70 657	74 971	-4 314	-5,8%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		29 460	28 494	966	3,4%
dos quais referente aos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		*297*	263	*34*	12,8%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		3 709	371	3 338	898,9%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás		**287 308**	**263 878**	**23 429**	**8,9%**
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		12 376	9 072	3 304	36,4%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		15 200	11 886		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS	[d]	-98	146		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS		1 773	145	1 627	1120,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		1 993	202		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	[e]	220	56		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-68	-52	-16	-31,0%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		445	45		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS	[f]	513	97		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		21 658	21 007	652	3,1%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		18 072	17 675		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	[g]	-3 587	-3 332		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás	[h]	251 569	233 707	17 862	7,6%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[i]	**28 951**	**28 750**	**202**	**0,7%**
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		28 951	28 750	202	0,7%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso					
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas		**102 135**	**88 905**	**13 230**	**14,9%**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		28 951	28 750	202	0,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		59 524	48 071	11 454	23,8%
Proveitos da função de Comercialização	[j]	13 660	12 085	1 575	13,0%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]+[h]+[i]+[j]		**446 823**	**428 877**	**17 946**	**4,2%**

Nota:

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 ORT para os ORD.

Também não são incluídos no total dos proveitos a recuperar os proveitos do CUR decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, de URT e de URD, uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos da atividade de UGS, URT e URD, 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 2025-2026 por atividade

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos Permitidos 2025-2026
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	**31 923**
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	**13 940**
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	**92 065**
Proveitos da atividade de Transporte de gás		76 672
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		15 392
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		0
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e agregador	[d]	**594**
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás	[e]	**262 397**
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		98
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-220
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-513
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		3 587
Proveitos da atividade de Distribuição de gás		259 444
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	**31 305**
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		31 305
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		**109 416**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		30 336
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		59 524
Proveitos da função de Comercialização	[g]	19 555
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]		**451 779**

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 2025-2026 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. No capítulo 2.2, estas diferenças são apresentadas com maior detalhe.

Para a fundamentação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás" e de "Caracterização da procura de gás no ano gás 2025-2026".

PRESSUPOSTOS ECONÓMICO E FINANCEIROS

Os valores de índice de preços implícito no produto interno bruto (IPIB) adotados pela ERSE entre 2022 e 2026, para a atualização de custos no cálculo dos proveitos permitidos, são apresentados no Quadro 0-10. A taxa de variação do IPIB para 2022, aplicada no cálculo dos ajustamentos definitivos de 2023, foi fechada,

de acordo com a publicação das contas nacionais trimestrais do INE de 28 de fevereiro de 2025, em 5,3%. Os valores do IPIB de 2023 (7,0%) e 2024 (4,3%) correspondem também aos dados mais recentes do INE, de fevereiro de 2025. A taxa de variação do IPIB adotada pela ERSE para 2025 e 2026 é de 3,1% e 2,1%, respetivamente, e corresponde à previsão de primavera da Comissão Europeia. Estes valores correspondem aos dados mais recentes disponíveis e encontram-se próximos do intervalo apresentado pelas empresas, pelo que se consideram representativos das atuais condições macroeconómicas.

Após atingir um valor máximo em 2023, a taxa de inflação observou uma redução em 2024, consequência do forte aumento das taxas de juro do Banco Central Europeu (BCE) e da diminuição dos custos com energia. Para 2025, as principais instituições financeiras preveem a manutenção da trajetória decrescente do crescimento do nível de preços para níveis próximos do *target* (2%) do BCE. Este tema encontra-se desenvolvido com maior detalhe no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás", bem como nos boletins trimestrais de indicadores financeiros da ERSE[8].

Quadro 0-10 - Deflatores do PIB

Unidade: %

2022 - Final	2023 - Estimado	2024 - Estimado	2025 - Previsional	2026 Previsional
5,3	7,0	4,3	3,1	2,2

Fontes: INE- Contas Nacionais Trimestrais, fevereiro 2025; CE - Previsões económicas de primavera, maio de 2025.

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.

[8] Boletins de Indicadores Financeiros.

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

Unidade:%

		2023	2024
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	3,869%	-
	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	-	3,274%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	-	0,500%

Fontes: ERSE, Bloomberg.

A definição do valor do *spread* para s-1 (2024) teve em conta as condições de financiamento das empresas. A manutenção do diferencial entre as *yields* das obrigações selecionadas de curto prazo das empresas e a Euribor a 12 meses, em 2024 face a 2023, justificam que o *spread* de s-1 seja mantido em 0,50 p.p. Esta fundamentação encontra-se desenvolvida no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás".

O Quadro 0-12 apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos. De forma geral, verificou-se, em 2024, um diferencial negativo das *yields* das OTs a 10 anos (média de 2,99%) face ao ponto de partida (3,18%).

Deste modo, o custo de capital para 2024 foi revisto em baixa face ao definido no início do período de regulação. Para 2025, a taxa de remuneração mantém valores semelhantes aos de 2024, embora esteja suscetível a possíveis impactos macroeconómicos e geopolíticos ao longo do ano [9].

[9] 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 2025-2026 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 2023	Taxa 2024	Taxa estimada 2025	Taxa prevista 2026
Alta Pressão	5,70%	5,24%	5,27%	5,27%
Média e Baixa Pressão	5,90%	5,64%	5,67%	5,67%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	1,85%	1,85%	1,85%

Fonte: ERSE, Banco de Portugal (BdP)

CUSTO DE AQUISIÇÃO DE GÁS

No custo de aquisição de gás natural pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURg), para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados "Outros custos", que contemplam a utilização das infraestruturas de gás (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás e Transporte de gás), os custos associados à imobilização de gás em reservas estratégicas e obrigatórias, os encargos de neutralidade e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNG. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural encontra-se explicitada no RT e no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG.

Os valores considerados para o custo unitário de aquisição do gás natural e para a rubrica "Outros custos" são apresentados no Quadro 0-13. O custo unitário de aquisição de gás natural pelo CURg, e vendido aos CUR, decorrente do contrato *take-or-pay* em vigor, deverá ter uma ligeira diminuição face ao valor de 2024-2025 (2,147 cent€/kWh, sem custos de ATR). Esta variação decorre da redução prevista do preço do *Brent*, face ao valor implícito nas tarifas 2024-2025, ao qual está indexado o preço do gás natural do contrato de *take-or-pay* em vigor com a Nigéria.

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

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2025-2026
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,15393
Encargos de neutralidade	0,00000
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	**1,86870**
Custo unitário de funcionamento do CURg, cent€/kWh)	0,00626
Custo GN (Incluindo custos de ATR, custos de funcionamento e encargos de neutralidade, cent€/kWh)	**2,02888**

Nota: Na componente de encargos de neutralidade, face aos poucos dados históricos, 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.

Este tema encontra-se desenvolvido no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás".

PARÂMETROS E MECANISMOS

Os proveitos para o ano gás 2025-2026 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 exploração[10] 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 2020-2023[11] e os fatores de eficiência a aplicar no período de regulação 2024-2027.

[10] As bases de custos correspondem aos proveitos permitidos associados aos gastos de exploração.
[11] 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.

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*

Existem vários fatores exógenos à ação direta regulatória, em particular ao nível da alta pressão. A variabilidade da procura de gás em Portugal nesse nível de pressão é um dos fatores mais relevantes, que é provocada, sobretudo, pela volatilidade da procura de gás das centrais de ciclo combinado, em consequência da variação da hidraulicidade e do aumento da produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis. As receitas obtidas com eventuais prémios de leilões de atribuição de capacidade das infraestruturas, pela sua dimensão e imprevisibilidade, podem também constituir outro fator que contribui para a volatilidade tarifária.

Para controlar os efeitos desta volatilidade na evolução tarifária e na sustentabilidade económica das infraestruturas em causa, têm sido desenvolvidos mecanismos regulatórios, designadamente os mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários e o mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás. Estes mecanismos são apresentados e desenvolvidos no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 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.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário do Setor do Gás, a ERSE submeteu, a 31 de março de 2025, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e às empresas reguladas, para comentários, a "Proposta de Tarifas e preços de gás para o ano gás 2025-2026". 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 2025-2026 têm em consideração os custos e investimentos reais aceites pela ERSE do ano de 2023, os estimados para o ano 2024 e os previsionais dos anos de 2025 e de 2026 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[12], 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 (10^3 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 2025-2026;
- no capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás por atividade, para vigorarem no ano gás 2025-2026, de acordo com o Regulamento Tarifário;

[12] Anteriormente designada por EDP Gás Serviço Universal, S.A.

- no capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás, para vigorarem no ano gás 2025-2026, 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 2025-2026 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 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás», «Caracterização da procura de gás no ano gás 2025-2026» e «Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do setor do gás». As metodologias de regulação aplicáveis de 2024 a 2026 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 *yields* 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 *yields* 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 Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás	OPEX: a) Regulação por Price Cap (Indutor de custos: capacidade de utilização na ótica comercial) b) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois CAPEX: a) Base de ativos a custos históricos[2] b) Custos aceites c) Ajustamentos, provisório[1] ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois	OPEX e CAPEX Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	Fator de eficiência de 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	Fator de eficiência de 1,5% para a variação do OPEX Base de ativos a custos históricos[2] Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às *yields* das OT	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 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[3] 5 empresas licenciadas[4] 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 componetes de custos controláveis do OPEX Base de ativos a custos históricos[2] Taxa de remuneração do ativo fixo indexada às *yields* 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: *pass through* 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: *pass through* 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[5] 5 empresas licenciadas[4] 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	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Compra e Venda do Acesso à RNTG e à RNDG	*Pass through* de custos do acesso: a) uso global do sistema b) uso da rede de transporte c) uso da rede de distribuição			Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição	
	Comercialização de gás	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 yields 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 PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2025-2026

A Figura 2-1 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 2025-2026 a 1 327[13] milhões de euros.

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

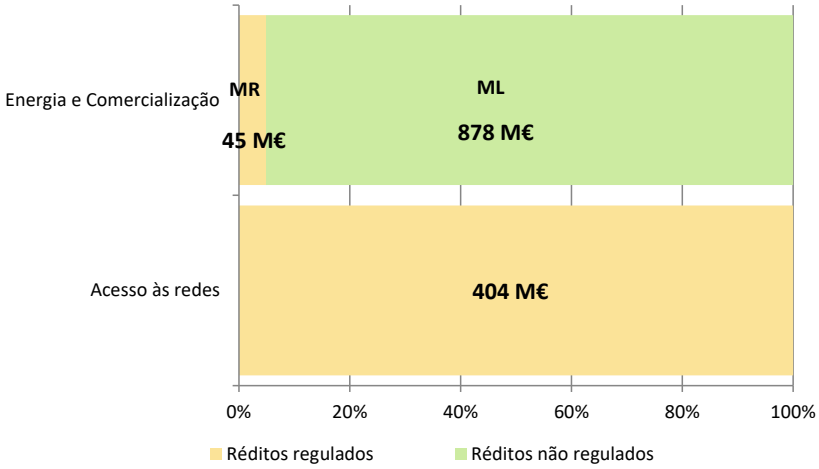
A componente de custos com a energia considerada nesta estimativa, isto é, com a aquisição de gás natural, é calculada com base nos custos unitários de aquisição previstos para os Comercializadores de Último Recurso (CUR). Este custo unitário previsto para os CUR, que é significativamente mais baixo 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, que assegura a compra de gás natural para fornecimento da atividade regulada do Comercializador de Último Recurso Grossista (CURg), que, por sua vez, o revende aos CUR.

Deste modo, os réditos apresentados nesta figura são, provavelmente, 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 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás", que acompanha este documento.

[13] Sendo este valor estimado tendo por base os custos das atividades reguladas do ano gás 2025-2026, isto é, as atividades associadas aos acessos às infraestruturas em alta, média e baixa pressão, e as atividades dos comercializadores de último recurso.

Figura 2-1 - Réditos do setor do gás



Devido a várias circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar, os valores dos proveitos permitidos a cada operador, nem sempre são recuperados no âmbito do exercício da sua atividade, mas sim por outros operadores no âmbito das atividades que exercem. Estes proveitos são posteriormente transferidos pelos operadores que os recuperaram por aplicação da sua tarifa, para os operadores a quem são devidos.

Assim, os proveitos a recuperar de uma atividade são-no por aplicação da respetiva tarifa. Por seu lado, os proveitos permitidos correspondem aos proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das tarifas e/ou por transferência ou compensação entre empresas. Acresce que nem sempre os proveitos permitidos são recuperados no próprio ano, podendo, em certas situações, serem recuperados de forma faseada ao longo dos anos.

Nos quadros seguintes são apresentados em detalhe, por atividade regulada, os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas definidas (Quadro 2-2) e os proveitos permitidos definidos pela ERSE (Quadro 2-3).

Quadro 2-2 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2025-2026 por atividade

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos a recuperar Tarifas 2025-2026	Proveitos a recuperar Tarifas 2024-2025	Variação	
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	**24 786**	**27 303**	**-2 516**	**-9,2%**
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	**21 077**	**20 163**	**914**	**4,5%**
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	**103 827**	**103 837**	**-10**	**0,0%**
Proveitos da atividade de Transporte de gás		70 657	74 971	-4 314	-5,8%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		29 460	28 494	966	3,4%
dos quais referente aos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador		*297*	263	*34*	12,8%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		3 709	371	3 338	898,9%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás		**287 308**	**263 878**	**23 429**	**8,9%**
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		12 376	9 072	3 304	36,4%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		15 200	11 886		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS	[d]	-98	146		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS		1 773	145	1 627	1120,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		1 993	202		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	[e]	220	56		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-68	-52	-16	-31,0%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		445	45		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS	[f]	513	97		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		21 658	21 007	652	3,1%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		18 072	17 675		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	[g]	-3 587	-3 332		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás	[h]	251 569	233 707	17 862	7,6%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[i]	**28 951**	**28 750**	**202**	**0,7%**
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		28 951	28 750	202	0,7%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso					
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas		**102 135**	**88 905**	**13 230**	**14,9%**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		28 951	28 750	202	0,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		59 524	48 071	11 454	23,8%
Proveitos da função de Comercialização	[j]	13 660	12 085	1 575	13,0%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]+[h]+[i]+[j]		**446 823**	**428 877**	**17 946**	**4,2%**

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 ORT para os ORD.

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

Quadro 2-3 - Proveitos permitidos para o ano gás 2025-2026 por atividade

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos Permitidos 2025-2026
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	**31 923**
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	**13 940**
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	**92 065**
Proveitos da atividade de Transporte de gás		76 672
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		15 392
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		0
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e agregador	[d]	**594**
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás	[e]	**262 397**
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		98
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		-220
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-513
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		3 587
Proveitos da atividade de Distribuição de gás		259 444
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	**31 305**
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		31 305
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		**109 416**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		30 336
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		59 524
Proveitos da função de Comercialização	[g]	19 555
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]		**451 779**

Nota: Os proveitos permitidos ao 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 2025-2026 considera-se que 50% dos proveitos do OLMCA serão recuperados através da tarifa de UGS I.

Uma explicação mais detalhada dos fluxos tarifários existentes entre as várias atividades do SNG pode ser encontrada no capítulo 2.4 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás", que acompanha estas tarifas.

A evolução que se verifica nos proveitos permitidos no ano gás 2025-2026 face ao ano gás anterior, decorre essencialmente de dois fatores:

- Maiores quantidades de gás natural a fornecer pelo CURg aos CUR;
- Aumento dos proveitos dos ORD decorrente, sobretudo, do elevado valor do ajustamento real de 2023 (s-2), a favor dos operadores.

Para a mitigação do impacte de variação dos ajustamentos, não foram considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2025-2026 os ajustamentos provisórios de 2024 (s-1), que ascendem a

34,7 milhões de euros a favor das empresas[14]. Estes ajustamentos, embora provisórios, foram calculados já com vários meses ocorridos, 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 2026-2027.

No que se refere aos custos unitários de aprovisionamento dos CUR que suportam a tarifa de energia, os valores agora considerados estão ligeiramente mais baixos, quando comparados com os que suportam a tarifa aplicada no ano gás 2024-2025. 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, com impacto nos mercados de *commodities*, dificultando os exercícios de previsão e análise dos mercados.

2.3 PROVEITOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos do ano gás 2025-2026, comparando-os com os valores definidos no ano gás anterior.

2.3.1 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

A atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é exercida pela REN Atlântico. Apresenta-se no Quadro 2-4 a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2025-2026 e os do ano gás 2024-2025.

[14] 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.

Quadro 2-4 - Proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2024-2025	Proveitos permitidos 2025-2026	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	24 997	22 913	-2 084	-8,3%
b	Custos de exploração afetos à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	9 117	8 948	-168	-1,8%
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-Estruturase às Interligações	254	223	-31	-12,3%
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	5 711	1 437	-4 274	-74,8%
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	-4 372	-1 721	2 651	60,6%
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**	**32 521**	**31 923**	**-598**	**-1,8%**
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	5 218	7 137	1 919	36,8%
k = i - j	**Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL**	**27 303**	**24 786**	**-2 516**	**-9,2%**

Observa-se um decréscimo dos proveitos permitidos para esta atividade, em resultado: i) da redução do CAPEX por via dos investimentos aceites; e ii) da diminuição do valor do ajustamento a receber pela empresa. Em sentido oposto, assinala-se a redução do montante de reversão para o sistema tarifário a favor dos consumidores, associada ao mecanismo de devolução faseada dos valores recebidos de prémios de leilão, que terminou em 2025.

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 2-5.

Quadro 2-5 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2025-2026
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	31 923
b	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	44 924
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	32 521
d	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	52 863
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.	-0,06845
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**	**7 137**

2.3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás é exercida pela REN Armazenagem. O Quadro 2-6 apresenta a comparação entre os proveitos da REN Armazenagem para o ano gás de 2025-2026 e para o ano gás 2024-2025.

Quadro 2-6 - Proveitos da REN Armazenagem

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2024-2025	Proveitos permitidos 2025-2026	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3)=(2)-(1)	(4)=(3)/|(1)|
a	Custos com capital afetos a esta atividade	14 654	14 599	-56	-0,4%
b	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 103	3 239	136	4,4%
c	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	480	515	36	7,4%
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	694	0	-694	-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	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	1 639	3 382	1 743	106,4%
i = a+b-c+d-e-f-g-h	**Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás**	**14 945**	**13 940**	**-1 005**	**-6,7%**
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	-5 218	-7 137	-1 919	-36,8%
k = i - j	**Proveitos a recuperar da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL**	**20 163**	**21 077**	**914**	**4,5%**

Verifica-se uma redução dos proveitos permitidos face ao ano gás anterior, devido, principalmente, ao aumento do ajustamento de s-2 a devolver pela empresa. Tal como no ano anterior, foi ativado 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, cujo cálculo é efetuado de acordo com o Quadro 2-7.

Quadro 2-7 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Armazenamento Subterrâneo

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2025-2026
a	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano gás t	13 940
b	Quantidades médias de gás natural previstas armazenar, no ano gás t (GWh/dia)	3 512
c	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t-1	14 945
d	Quantidades médias de gás natural estimadas armazenar, no ano gás t-1 (GWh/dia)	3 499
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	-0,44127
f = (((a/b)/(c/d))-(1+e))*a	**Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural**	**-7 137**

2.3.3 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O Quadro 2-8 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás de 2025-2026 e para o ano gás de 2024-2025 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, desenvolvida pela ADENE.

Quadro 2-8 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2024-2025	Proveitos permitidos 2025-2026	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	490	506	16	3,2%
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.	-37	-88	-52	-141,1%
E =A - B - C - D	**Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador**	**527**	**594**	**67**	**12,8%**

2.3.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

O Quadro 2-9 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2025-2026 da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, desenvolvida pela REN Gasodutos, e os do ano gás 2024-2025.

Quadro 2-9 - Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2024-2025	Proveitos permitidos 2025-2026	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	20 859	21 585	726	3,5%
B=1+2+3+4-5	Custos da gestão técnica global do SNG	13 119	13 455	335	2,6%
1	Custos com capital afetos a esta atividade	*2 934*	*3 522*	*588*	*20,0%*
2	*Custos de exploração afetos a esta atividade sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s*	*3 304*	*3 410*	*106*	*3,2%*
3	*Custos de exploração afetos a esta atividade não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, previstos para o ano s*	*1 259*	*1 446*	*187*	*14,9%*
4	*Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás*	*5 623*	*5 077*	*-547*	*-9,7%*
5	*Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema*	*1*	*1*	*0*	*1,4%*
C	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	1 497	-15	-1 513	-101,0%
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	263	297	34	12,8%
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	5 345	5 896	551	10,3%
G	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	0	0	0	-
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	-634	-1 953	-1 319	-207,9%
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**	**20 859**	**21 585**	**726**	**3,5%**
L	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	5 218	7 137	1 919	*36,8%*
M	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	-5 218	-7 137	-1 919	*-36,8%*
N	Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	7 635	7 875	240	*3,1%*
O=K+L+M+N	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNG - UGS I**	**28 494**	**29 460**	**966**	**3,4%**
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.	92	3 419	3 327	*3612,1%*
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	279	290	11	*3,9%*
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**	**371**	**3 709**	**3 338**	**898,9%**
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**	**28 865**	**33 169**	**4 304**	**14,9%**

O incremento dos proveitos ao nível da parcela I da tarifa de UGS deve-se ao aumento verificado no valor dos ajustamentos a recuperar pela empresa, cujo efeito foi quase anulado pela variação ocorrida nos custos do PPEC. No que respeita à parcela II da tarifa de UGS, o incremento dos proveitos resulta dos ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso.

2.3.5 TRANSPORTE DE GÁS

O Quadro 2-10 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás de 2025-2026 da atividade de Transporte de gás, desenvolvida pela REN Gasodutos, e os do ano gás 2024-2025.

Quadro 2-10 - Proveitos da atividade de Transporte de gás

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2024-2025	Proveitos permitidos 2025-2026	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/|(1)|
1	Custos com capital afetos a esta atividade	52 152	55 118	2 967	5,7%
2	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás, aceites pela ERSE	20 372	22 870	2 498	12,3%
3	Proveitos da atividade de Transporte de gás que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	4 284	4 567	282	6,6%
4	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	0	0	0	-
5	Receitas provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	254	0	-254	-100,0%
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	-10 535	-3 251	7 285	69,1%
A=1+2-3+4-5-6-7-8	**Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás**	**78 521**	**76 672**	**-1 848**	**-2,4%**
B	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	3 549	6 015	2 466	69,5%
C=A-B	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás**	**74 971**	**70 657**	**-4 314**	**-5,8%**

Comparativamente ao ano anterior, os proveitos a recuperar pelo ORT diminuem devido, principalmente, à diminuição do valor do ajustamento de s-2 a receber pela empresa. Este efeito foi mitigado pelos aumentos dos custos com capital (fruto do aumento do valor de investimentos aceites) e dos gastos de exploração previstos para o ano gás 2025-2026.

2.3.6 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

O Quadro 2-11 apresenta a comparação entre os proveitos para o ano gás 2025-2026 da atividade de Distribuição de gás e os do ano gás 2024-2025. Observa-se um aumento dos proveitos permitidos da

atividade de Distribuição, comparativamente ao ano gás anterior, justificado, sobretudo, pelo aumento da parcela do ajustamento de s-2, em virtude de uma significativa redução da energia veiculada face aos valores estimados em tarifas e, em menor grau, do aumento da taxa de remuneração face ao valor estimado inicialmente em tarifas. A contribuir para o aumento dos proveitos permitidos destaca-se ainda o crescimento da componente de custo com capital, devido ao efeito de reconhecimento de um montante mais elevado de investimentos face ao exercício tarifário anterior. Os gastos de exploração aumentaram igualmente por efeito da inflação.

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 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás".

Quadro 2-11 - Variação anual dos proveitos dos operadores da atividade de Distribuição de gás

Unidade: 10^3 EUR

		Beiragás					Dianagás					Duriensegás				
		Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|	Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|	Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás *t*	5 483	5 771	5 828	5 753	**5%**	1 458	1 211	1 179	1 221	**-17%**	3 633	2 896	2 850	2 911	**-20%**
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			2 448	2 521				622	684				1 444	1 569	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			59 637	57 020				9 825	9 487				24 803	23 680	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			5,67%	5,67%				5,67%	5,67%				5,67%	5,67%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	3 724	3 811	3 784	3 821	**2%**	1 310	1 274	1 279	1 273	**-3%**	1 973	2 022	2 007	2 027	**2%**
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-10	-833			**-8049%**	190	-190			**-200%**	744	-615			**-183%**
F=A+B+C-D-E	**Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s**	**9 217**	**10 416**			**13%**	**2 578**	**2 675**			**4%**	**4 862**	**5 532**			**14%**
G	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			
H=F-G	**Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2**	**9 217**	**10 416**			**13%**	**2 578**	**2 675**			**4%**	**4 862**	**5 532**			**14%**

Unidade: 10^3 EUR

		Lisboagás					Lusitaniagás					Medigás				
		Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|	Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|	Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás *t*	39 215	39 588	40 042	39 436	**1%**	21 878	22 808	22 869	22 788	**4%**	2 071	1 973	1 975	1 973	**-5%**
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			15 884	16 320				8 913	9 303				1 203	1 271	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			426 239	407 858				246 233	237 924				13 625	12 374	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			5,67%	5,67%				5,67%	5,67%				5,67%	5,67%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	26 504	27 057	26 802	27 141	**2%**	9 460	9 744	9 602	9 791	**3%**	1 272	1 308	1 287	1 315	**3%**
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-5 750	-7 758			**-35%**	-3 559	-6 249			**-76%**	-31	-237			**-658%**
F=A+B+C-D-E	**Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s**	**71 469**	**74 402**			**4%**	**34 897**	**38 801**			**11%**	**3 375**	**3 519**			**4%**
G	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				5 840	5 830				0	0			
H=F-G	**Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2**	**71 469**	**74 402**			**4%**	**29 057**	**32 971**			**13%**	**3 375**	**3 519**			**4%**

Proveitos permitidos do setor do gás

Unidade: 10^3 EUR

		Paxgás					REN Portgás Distribuição					Setgás				
		Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|	Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|	Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás *t*	584	584	585	584	**0%**	41 812	44 065	44 762	43 832	**5%**	12 662	13 058	13 188	13 015	**3%**
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			374	396				16 885	16 845				5 351	5 483	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			3 709	3 326				491 869	476 149				138 282	132 881	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			5,67%	5,67%				5,67%	5,67%				5,67%	5,67%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	500	511	509	512	**2%**	11 331	11 645	11 422	11 719	**3%**	6 464	6 613	6 559	6 631	**2%**
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-52	-102			**-97%**	-9 911	-14 438			**-46%**	-2 804	-3 228			**-15%**
F=A+B+C-D-E	**Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s**	**1 136**	**1 197**			**5%**	**63 055**	**70 147**			**11%**	**21 930**	**22 899**			**4%**
G	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				1 192	1 356				603	689			
H=F-G	**Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2**	**1 136**	**1 197**			**5%**	**61 863**	**68 792**			**11%**	**21 327**	**22 210**			**4%**

Unidade: 10^3 EUR

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|	Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|	Tarifas 2024-2025 (1)	Tarifas 2025-2026 (2)	2025	2026	Variação % (3) = [(1)-(2)]/|(1)|
A=1+(2*3)	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás *t*	12 222	13 191	12 499	13 422	**8%**	7 388	7 627	7 538	7 656	**3%**	148 406	152 771	153 315	152 590	**3%**
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			7 179	7 747				3 066	3 266				63 368	65 405	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			93 870	100 124				78 913	77 455				1 587 006	1 538 279	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição, em percentagem			5,67%	5,67%				5,67%	5,67%				5,67%	5,67%	
B	Custos de exploração aceites pela ERSE	4 873	5 000	4 918	5 028	**3%**	3 370	3 456	3 421	3 468	**3%**	70 782	72 442	71 588	72 726	**2%**
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
E	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	64	997			**1455%**	-1 034	-1 579			**-53%**	-22 154	-34 231			**-55%**
F=A+B+C-D-E	**Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s**	**17 030**	**17 195**			**1%**	**11 792**	**12 662**			**7%**	**241 342**	**259 444**			**8%**
G	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				7 635	7 875			
H=F-G	**Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2**	**17 030**	**17 195**			**1%**	**11 792**	**12 662**			**7%**	**233 707**	**251 569**			**8%**

2.3.7 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-12 apresenta os proveitos para o ano gás 2025-2026 e os do ano gás 2024-2025 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.

Quadro 2-12 - 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: 10^3 EUR

	Proveitos Permitidos 2024-2025 (1)	Proveitos Permitidos 2025	Proveitos Permitidos 2026	Proveitos Permitidos 2025-2026 (2)	Variação % [(2)-(1)]/|(1)|
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	28 674	31 982	27 818	28 859	1%
Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista					
Custos eficientes de funcionamento afetos à função de compra e venda de gás natural	75	91	93	92	22%
Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	279	286	292	290	4%
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	
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*	-1 676			-1 188	29%
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	-731			-875	-20%
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*	**31 435**	**32 358**	**28 203**	**31 305**	**0%**
Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	**279**	**286**	**292**	**290**	
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	**2 406**			**2 063**	
Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes	**0**	**0**	**0**	**0**	
Ajustamento positivo ou negativo da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a recuperar nos anos seguintes	**0**	**0**	**0**	**0**	
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*	**28 750**	**32 072**	**27 911**	**28 951**	

O incremento do custo associado à aquisição de gás estimado para 2025-2026 decorre, essencialmente, do aumento das quantidades originado pelo regresso dos clientes ao mercado regulado. Recorda-se o Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que estabeleceu um regime excecional e temporário que permite aos clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 aderir ao regime de tarifa regulada de venda de gás natural.

2.3.8 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O Quadro 2-13 apresenta os proveitos da função de Compra e Venda de gás para o ano gás 2024-2025 e 2025-2026 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual. A variação significativa dos proveitos permitidos dos CUR deve-se sobretudo à inversão do sentido dos ajustamentos que passam de valores a devolver ao sistema para valores a receber pelas empresas. Esta inversão justifica que o nível dos proveitos desta atividade previstos para 2025-2026, apresente uma variação de 15% face ao previsto no ano anterior para o ano gás 2024-2025.

Quadro 2-13 - Proveitos da função de Compra e Venda de gás de Comercializador de Último Recurso retalhista

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2024-2025 (1)											
		Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	1 382	207	963	7 140	9 681	5 040	367	94	2 417	812	649	28 750
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1												0
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	23	17	95	-350	542	259	40	7	200	44	-17	860
D	Ajustamento no ano gás *t*, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-141	-25	-167	537	941	405	-39	-14	140	-1	-232	1 405
E	**Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás *t-1*** **E=A-B-C-D**	**1 500**	**215**	**1 035**	**6 953**	**8 197**	**4 376**	**366**	**100**	**2 077**	**769**	**897**	**26 485**

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2025-2026 (2)											
		Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	1 440	213	1 014	8 726	8 549	4 750	366	93	2 180	965	655	28 951
B	Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1												0
C	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-21	1	5	-738	-491	-175	21	5	-30	-9	-17	-1 449
D	Ajustamento no ano gás *t*, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-23	-9	12	851	-530	-53	-35	-14	-145	13	-2	64
E	**Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos para o ano gás *t*** **E=A-B-C-D**	**1 484**	**222**	**997**	**8 614**	**9 570**	**4 979**	**380**	**102**	**2 355**	**961**	**674**	**30 336**

Unidade: 10^3 EUR

	Variação valor (3)= (2)-(1)											
	Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	58	7	51	1 586	-1 132	-290	-0	-1	-237	153	6	202
Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1												0
Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-44	-16	-90	-388	-1 034	-434	-19	-2	-230	-52	0	-2 309
Ajustamento no ano gás *t*, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	118	16	179	313	-1 471	-458	5	-0	-285	14	229	-1 341
Variação dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás previstos, no ano gás t relativamente ao ano gás t-1	**-16**	**7**	**-38**	**1 661**	**1 373**	**602**	**14**	**2**	**278**	**191**	**-224**	**3 851**

	Variação % (4) = (2)/ (1)-1											
	Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	4%	3%	5%	22%	-12%	-6%	0%	-1%	-10%	19%	1%	1%
Valor considerado para o ajustamento da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores estimados para o ano s-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-192%	-95%	-95%	-111%	-191%	-168%	-48%	-35%	-115%	-120%	2%	-269%
Ajustamento no ano gás *t*, dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, relativos ao ano s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	84%	63%	107%	58%	-156%	-113%	12%	0%	-203%	1432%	99%	-95%
Variação percentual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás, , no ano gás t relativamente ao ano gás t-1	**-1%**	**3%**	**-4%**	**24%**	**17%**	**14%**	**4%**	**2%**	**13%**	**25%**	**-25%**	**15%**

O Quadro 2-14 apresenta os proveitos da função de Comercialização de gás dos CUR para os anos gás 2024-2025 e 2025-2026 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual. O aumento estimado de 12% resulta, essencialmente, do acréscimo do número de clientes no mercado regulado considerado em tarifas do ano gás 2025-2026 relativamente às previsões, para o mesmo agregado, implícitas nas tarifas 2024-2025. Recorde-se que os proveitos da função de Comercialização de gás dos CUR foram bastante influenciados pelo grande aumento de clientes, após a publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que permitiu o regresso dos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 ao mercado regulado. Nas tarifas de 2025-2026, prevê-se um aumento do número total de clientes na RNDG e uma ligeira diminuição do número do CUR, resultando num aumento do número de clientes no mercado liberalizado.

Quadro 2-14 - Proveitos da função de Comercialização de gás do Comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2024-2025 (1)											
		Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	556	113	347	4 779	5 139	2 790	182	54	1 753	773	386	16 873
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás t				222								222
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	36	8	27				11	2			40	123
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t												0
E	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano s	1	0	1	7	10	5	0	0	3	1	1	28
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás, relativo ao ano s-1												0
G	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás relativo ao ano s-2	-10	-2	2	-34	60	31	8	1	7	-165	-32	-134
H	Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0	-0	1	7	36	3	1	0	2	0	0	50
I	**Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, previstos para o ano gás *t-1*** **I = A+B+C+D+E-F-G+H**	**604**	**124**	**373**	**5 048**	**5 124**	**2 767**	**186**	**55**	**1 751**	**939**	**459**	**17 430**

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos permitidos 2025-2026 (2)											
		Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	590	121	362	5 277	5 371	2 966	193	56	1 864	991	405	18 197
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás t				177								177
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	34	9	30				12	4			36	126
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t												0
E	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano s	1	0	1	7	10	5	0	0	3	1	1	29
F	Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás, relativo ao ano s-1												0
G	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, relativo ao ano s-2	26	-1	12	-352	81	132	20	9	-10	-830	-84	-997
H	Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0	0	0	4	21	2	0	0	1	0	-0	29
I	**Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, previstos para o ano gás *t*** **I = A+B+C+D+E-F-G+H**	**600**	**131**	**382**	**5 818**	**5 321**	**2 842**	**186**	**50**	**1 879**	**1 822**	**525**	**19 555**

Unidade: 10^3 EUR

	Variação valor (3)= (2)-(1)											
	Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	34	8	16	498	232	177	11	1	111	218	19	1 324
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás t				-45								-45
Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	-2	1	4				1	2			-4	2
Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t												0
Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano s	0	0	-0	1	0	0	0	-0	0	0	0	1
Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1												0
Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	36	2	10	-318	21	101	12	8	-17	-665	-52	-863
Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	-0	0	-0	-3	-14	-1	-1	-0	-0	-0	-1	-21
Variação dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, no ano gás t relativamente ao ano gás t-1	**-4**	**8**	**9**	**769**	**197**	**75**	**0**	**-5**	**128**	**882**	**66**	**2 125**

	Variação % (4) = (2) - (1) / |(1)|											
	Beiragás	**Dianagás**	**Duriensegás**	**Gás SU**	**Lisboagás**	**Lusitaniagás**	**Medigás**	**Paxgás**	**Setgás**	**Sonorgás**	**Tagusgás**	**Total**
Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	6%	7%	4%	10%	5%	6%	6%	2%	6%	28%	5%	8%
Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás t	-	-	-	-20%	-	-	-	-	-	-	-	-20%
Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	-5%	14%	15%	-	-	-	11%	88%	-	-	-10%	2%
Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano gás t	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano s	2%	3%	0%	8%	0%	3%	3%	-3%	3%	27%	1%	4%
Valor considerado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	372%	63%	562%	-935%	35%	326%	147%	603%	-249%	-403%	-164%	-644%
Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	-45%	200%	-58%	-40%	-40%	-41%	-71%	-22%	-19%	-83%	-184%	-41%
Variação percentual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás, no ano gás t relativamente ao ano gás t-1	**-1%**	**6%**	**2%**	**15%**	**4%**	**3%**	**0%**	**-9%**	**7%**	**94%**	**14%**	**12%**

2.3.9 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 2-15 apresenta os parâmetros a vigorar nos anos civis 2025 e 2026, cujos racionais para a sua fixação se encontram no documento "Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027"[15].

Quadro 2-15 - Parâmetros a vigorar em 2025-2026

Parâmetro	Valor adotado para 2025	Valor adotado para 2026	Descrição	RT em vigor
r_{RAR}	5,27%	5,27%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, em percentagem	Art.º 100.º
r_{AS}	5,27%	5,27%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, em percentagem	Art.º 101.º
r_{GTGS}	5,27%	5,27%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em percentagem	Art.º 104.º
r_T	5,27%	5,27%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Transporte de gás, em percentagem	Art.º 105.º
r_D	5,67%	5,67%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 110.º
FCE_{RAR}	5 349	5 434	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	Art.º 100.º

[15] Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027

Parâmetro	Valor adotado para 2025	Valor adotado para 2026	Descrição	RT em vigor
VCE_{RAR}^{IPIB}	0,011088	0,011265	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}^{μ}	0,068603	0,063083	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
$aX_{FCE_{RAR}}$	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
$X_{VCE_{RAR}}^{\mu}$	1,0%	1,0%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento não indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 100.º
$z_{RAR_{s-n}}$	50%	50%	Percentagem de receitas obtidas através de prémios de leilão de capacidade, não deduzidos aos proveitos no ano s-n a recuperar no ano s	Art.º 100.º
y_t^{OT}	-0,06845		Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e	Art.º 100.º

Parâmetro	Valor adotado para 2025	Valor adotado para 2026	Descrição	RT em vigor
			Regaseificação de GNL, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNG	
FCE_{AS}	2 495	2 535	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 101.º
VCE_{AS}	0,041521	0,042185	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 101.º
$X_{FCE_{AS}}$	1,5%	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	Art.º 101.º
$X_{VCE_{AS}}$	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}	-0,44127		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_{OLMC}^{OLMCA}	500	508	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}	3 370	3 424	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

Parâmetro	Valor adotado para 2025	Valor adotado para 2026	Descrição	RT em vigor
FCE_T	10 453	10 568	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás	Art.º 105.º
VCE_T	3,917288	3,960379	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás (10^3€/GWh/dia)	Art.º 105.º
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 2-16		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 2-16		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 2-16		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_{VCED}^k	Quadro 2-16		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

Parâmetro	Valor adotado para 2025	Valor adotado para 2026	Descrição	RT em vigor
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
$\delta_{r_D}^{EXT}$	±0,50%	±0,50%	*Spread*, em pontos percentuais, que define o valor extremo do *spread* (acréscimo ou redução) da taxa de remuneração do ativo fixo $\left(Act_{D,i-2}^{k}\right)$ afeto à atividade de Distribuição	Art.º 110.º
F_C^{CURk}	Quadro 2-17		Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 127.º
V_C^{CURk}	Quadro 2-17		Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 127.º
$X_{C,F}^{CUR_k}$	1%	1%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 127.º
$X_{C,V}^{CUR_k}$	1%	1%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de gás	Art.º 127.º
r^{CUR_k}	5,67%	5,67%	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 2-16 - Parâmetros dos operadores da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2025-2026

2025	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	1 548,839	0,000600	0,028760	2,5	2,5
Dianagás	458,586	0,002263	0,059203	3,5	3,5
Duriensegás	718,421	0,001417	0,030276	2,0	2,0
REN Portgás	4 785,632	0,000228	0,012810	1,5	1,5
Lisboagás	11 005,346	0,000958	0,023184	1,5	1,5
Lusitaniagás	3 921,640	0,000170	0,017972	1,5	1,5
Medigás	453,338	0,001935	0,024564	1,5	1,5
Paxgás	179,972	0,004680	0,041077	2,0	2,0
Setgás	2 629,133	0,000601	0,016635	2,0	2,0
Sonorgás	1 785,589	0,004076	0,076343	4,5	4,5
Tagusgás	1 394,248	0,000491	0,036085	2,0	2,0

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	1 558,132	0,000604	0,028933	2,5	2,5
Dianagás	456,752	0,002254	0,058966	3,5	3,5
Duriensegás	726,324	0,001433	0,030609	2,0	2,0
REN Portgás	4 862,202	0,000232	0,013015	1,5	1,5
Lisboagás	11 181,432	0,000973	0,023555	1,5	1,5
Lusitaniagás	3 984,386	0,000173	0,018260	1,5	1,5
Medigás	460,591	0,001966	0,024957	1,5	1,5
Paxgás	181,952	0,004731	0,041529	2,0	2,0
Setgás	2 658,053	0,000608	0,016818	2,0	2,0
Sonorgás	1 760,591	0,004019	0,075274	4,5	4,5
Tagusgás	1 409,585	0,000496	0,036482	2,0	2,0

Quadro 2-17 - Parâmetros dos comercializadores de último recurso retalhistas a vigorar no ano gás 2025-2026

2025	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	181,247	18,69400
Dianagás	37,675	20,46100
Sonorgás	159,958	69,44400
Duriensegás	112,930	19,80900
Lisboagás	2070,585	22,57200
Lusitaniagás	1135,440	24,10200
Medigás	60,192	19,38100
Paxgás	18,322	16,09400
Gás SU	1742,690	31,68600
Setgás	702,420	25,59200
Tagusgás	128,202	28,78400

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	185,053	19,08700
Dianagás	38,466	20,89100
Sonorgás	163,317	70,90200
Duriensegás	115,302	20,22500
Lisboagás	2114,067	23,04600
Lusitaniagás	1159,284	24,60800
Medigás	61,456	19,78800
Paxgás	18,707	16,43200
Gás SU	1779,286	32,35100
Setgás	717,171	26,12900
Tagusgás	130,894	29,38800

2.4 COMPENSAÇÃO E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

2.4.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 2-18, apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

Quadro 2-18 - Compensação entre os ORD no ano gás 2025-2026

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < [a]	URT	OLMC	URD	Total ORD
Beiragás	-22 263	-2 319	-15 558	-68 605	0	-316 824	**-425 569**
Dianagás	363	2 108	-1 497	-13 251	0	1 126 075	**1 113 798**
Duriensegás	15 034	6 931	-12 515	132 088	0	-200 218	**-58 680**
REN Portgás Distribuição	-30 483	32 377	165 915	-918 968	0	-9 747 984	**-10 499 143**
Lisboagás	4 374	67 889	149 949	-432 201	0	5 139 095	**4 929 107**
Lusitâniagás	-345 694	-23 895	105 576	1 433 171	0	-15 484 573	**-14 315 414**
Medigás	3 966	2 239	-56 908	35 504	0	794 972	**779 772**
Paxgás	-13	1 112	-1 211	-3 049	0	624 497	**621 337**
Setgás	5 324	11 381	19 149	-8 571	0	2 707 475	**2 734 758**
Sonorgás	367 533	-82 461	-271 969	-12 544	0	11 580 579	**11 581 138**
Tagusgás	1 858	-15 362	-80 931	-143 573	0	3 776 905	**3 538 897**
Total	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

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

No Quadro 2-19 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD, identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores.

Quadro 2-19 - Compensação entre os ORD no ano gás 2025-2026

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	Lusitaniagás	REN Portgás Distribuição	Beiragás	Duriensegás	Total ORD
Dianagás	630 246	462 232	18 736	2 583	**1 113 798**
Lisboagás	2 789 152	2 045 606	82 916	11 433	**4 929 107**
Medigás	441 237	323 610	13 117	1 809	**779 772**
Paxgás	351 585	257 858	10 452	1 441	**621 337**
Setgás	1 547 472	1 134 940	46 003	6 343	**2 734 758**
Sonorgás	6 553 225	4 806 235	194 814	26 862	**11 581 138**
Tagusgás	2 002 497	1 468 661	59 530	8 208	**3 538 897**
Total	**14 315 414**	**10 499 143**	**425 569**	**58 680**	**25 298 807**

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

No Quadro 2-20 apresenta-se o valor estimado do diferencial para o mercado que será transferido dos CUR para o respetivo ORD.

Quadro 2-20 - Diferencial para o mercado a transferir, por ORD, no ano gás 2025-2026

Unidade: EUR

Empresas	Diferencial para o mercado
Beiragás	106 346
Dianagás	17 999
Duriensegás	71 298
REN Portgás Distribuição	565 896
Lisboagás	624 810
Lusitâniagás	327 382
Medigás	79 560
Paxgás	8 001
Setgás	193 238
Sonorgás	53 195
Tagusgás	136 576
Total	**2 184 302**

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 2-21 - Transferências do diferencial para o mercado

Unidade: EUR

Pagadores CUR / Recebedores ORD	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Gás SU	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	
Beiragás	106 346											106 346
Dianagás		17 999										17 999
Duriensegás			71 298									71 298
REN Portgás Distribuição				565 896								565 896
Lisboagás					624 810							624 810
Lusitâniagás						327 382						327 382
Medigás							79 560					79 560
Paxgás								8 001				8 001
Setgás									193 238			193 238
Sonorgás										53 195		53 195
Tagusgás											136 576	136 576
	106 346	**17 999**	**71 298**	**565 896**	**624 810**	**327 382**	**79 560**	**8 001**	**193 238**	**53 195**	**136 576**	**2 184 302**
% de faturação do CUR a transferir	7,4%	8,4%	7,0%	6,5%	7,3%	6,9%	21,7%	8,6%	8,9%	5,5%	20,9%	

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

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

De acordo com o previsto no n.º 6 do artigo 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 2-22 reflete a transferência prevista para o ano gás 2025-2026.

Quadro 2-22 - Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2025-2026

ORD	Euro
REN Portgás Distribuição	1 355 872
Lusitaniagás	5 829 958
Setgás	689 450
Total	**7 875 279**

ORD	%
REN Portgás Distribuição	4,6024%
Lusitaniagás	19,7892%
Setgás	2,3403%
Total	**26,7318%**

2.4.3.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No Quadro 2-23 apresentam-se os descontos previstos para o ano gás 2025-2026 por ORD no âmbito da tarifa social.

Quadro 2-23 - Descontos previstos para o ano gás 2025-2026, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	102 836
Dianagás	16 340
Duriensegás	63 815
REN Portgás Distribuição	886 198
Lisboagás	864 836
Lusitâniagás	414 328
Medigás	40 255
Paxgás	8 101
Setgás	377 469
Sonorgás	58 165
Tagusgás	90 052
Total	**2 922 396**

De acordo com o previsto no artigo 108.º do Regulamento Tarifário em vigor, o operador da rede de transporte deverá transferir com periodicidade mensal para o operador da rede de distribuição k, os montantes 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 2-24.

Quadro 2-24 - Repartição do financiamento do desconto decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano gás 2025-2026 e dos ajustamentos de 2023 e 2024, pelo operador da rede de transporte, pelos operadores da rede de distribuição, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores de mercado

Unidade: EUR

	Empresas	Tarifa Social			
		desconto previsto ano gás (1)	ajustamento 2024 (2)	ajustamento 2023 (3)	total (4) = (1) - (2) - (3)
Operador Rede Transporte	REN Gasodutos	1 301 617,21	4 817,30	13 188,98	1 283 611
Operadores de Rede de Distribuição	Beiragás	21 146,66	908,58	181,70	20 056
	Dianagás	2 115,86	44,27	18,33	2 053
	Duriensegás	4 906,30	-73,99	42,60	4 938
	REN Portgás Distribuição	146 381,74	7 378,42	1 203,56	137 800
	Lisboagás	96 967,45	5 861,64	852,74	90 253
	Lusitâniagás	198 185,69	15 761,46	1 676,26	180 748
	Medigás	2 624,07	174,14	21,83	2 428
	Paxgás	423,60	2,33	3,39	418
	Setgás	42 970,24	2 663,57	352,23	39 954
	Sonorgás	5 139,53	503,95	32,56	4 603
	Tagusgás	26 537,92	-233,60	206,69	26 565
Comercializadores de Último Recurso	Beiragás	1 992,30	-269,40	8,75	2 253
	Dianagás	289,88	-39,70	1,39	328
	Duriensegás	1 486,28	-211,18	6,41	1 691
	Gás SU	10 815,84	-2 480,81	40,45	13 256
	Lisboagás	11 426,76	-1 061,52	65,86	12 422
	Lusitâniagás	6 186,72	-860,99	29,69	7 018
	Medigás	427,57	-31,03	3,14	455
	Paxgás	134,22	-32,01	0,70	166
	Setgás	2 739,41	-310,89	15,22	3 035
	Sonorgás	1 124,68	-208,23	2,40	1 331
	Tagusgás	960,84	-86,50	4,84	1 042
Comercializadores	Aldro		743,52	12,02	-756
	AUDAX ES	6 777,45	-2 993,61	9,84	9 761
	AUDAX PT	2 042,37	-231,85	6,92	2 267
	AXPO PT	958,27	2 047,89	91,70	-1 181
	Capwatt Retail GN	23 248,07	-3 802,53	75,99	26 975
	Douro Gás Natural	2 651,56	733,01	32,21	1 886
	Dourogás Líquido	0,00	-17,21		17
	EDP Comercial	42 494,09	19 741,69	710,42	22 042
	EDP GEM	67 216,14	36 832,27	1 958,42	28 425
	Endesa	161 053,59	31 433,86	2 409,64	127 210
	Enforcesco	23,03	-1,40	0,02	24
	Ezurimbol	37,89	0,79	0,04	37
	Eni Plenitude	406,13	-115,15		521
	G9Telecom	23,00	2,47	0,07	20
	Galp Gás	365 277,35	71 645,07	4 416,80	289 215
	Petrogal	141 621,46	-14 652,59	585,59	155 688
	Gás Natural fenosa	145 955,09	-5 039,66	994,48	150 000
	Goldenergy	70 307,85	-6 050,11	334,43	76 024
	Iberdrola	2 845,90	960,60	35,62	1 850
	Jafplus	6,45	5,14	0,11	1
	Luzigas	84,31	-15,79	0,41	100
	MEO Energia	0,03	-0,12	0,01	0
	Repsol PT	725,75	-117,49	0,07	843
	Rolear		6,73	0,11	-7
	Usenergy	108,37	-7,35	0,68	115
	Portulogos	1 921,22	-184,36	0,15	2 105
	River Energy	9,53			10
TOTAL		**2 922 395,67**	**163 139,66**	**29 635,50**	**2 729 621**

Nota: A repartição foi efetuada em função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada operador no ano de 2024, 2023 e 2022, respetivamente, para o desconto previsto e para os ajustamentos de 2024 e de 2023.

Os montantes relativos ao ajustamento de 2023 resultam dos valores calculados de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 2-25 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2023

Unidade: euros

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	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	86 168	14 749	57 113	769 365	340 154	35 071	7 739	765 027	323 284	46 423	76 096	2 521 189
B	Desconto concedido pelo ORD k decorrente da aplicação da tarifa social, no ano s-2	75 907	12 073	47 304	695 801	331 881	29 904	6 032	626 457	279 994	42 797	66 686	2 214 836
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**	**10 262**	**2 676**	**9 809**	**73 564**	**8 272**	**5 167**	**1 707**	**138 571**	**43 290**	**3 626**	**9 409**	**306 353**
D	**Valores provisórios relativos a s-2 considerados nas tarifas do ano gás t-1**	**30 439**	**6 732**	**21 489**	**61 708**	**2 848**	**8 670**	**3 634**	**84 567**	**41 770**	**9 545**	**19 776**	**291 179**
E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2 acrescida de spread	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%	4,369%
F	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 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%
G = C*(1+E)*(1+F) - D*(1+F)	**Ajustamento resultante da diferença entre os valores recebidos e os custos ocorridos para o ano s-2, no âmbito do desconto decorrente da aplicação da tarifa social, actualizado ao ano s**	**-20 474**	**-4 088**	**-11 676**	**15 638**	**6 004**	**-3 402**	**-1 923**	**62 324**	**3 540**	**-5 979**	**-10 331**	**29 635**

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

Quadro 2-26 - Ajustamentos resultantes da aplicação da tarifa social referentes ao ano civil 2024

Unidade: 10^3 EUR

		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	REN Portgás Distribuição	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Valor a transferidor 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	83 796	14 056	53 679	749 297	331 786	33 851	7 411	741 465	314 081	46 042	71 016	2 446 480
B	Desconto estimado conceder pelo ORD k decorrente da aplicação da tarifa social, no ano s-1	67 460	8 884	41 721	680 892	352 830	26 395	4 178	682 000	310 338	48 082	66 495	2 289 274
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**	**16 336**	**5 172**	**11 958**	**68 405**	**-21 044**	**7 457**	**3 233**	**59 465**	**3 743**	**-2 040**	**4 521**	**157 206**
D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de s-1 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%
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, actualizado ao ano s**	**16 953**	**5 367**	**12 409**	**70 987**	**-21 838**	**7 738**	**3 355**	**61 709**	**3 884**	**-2 117**	**4 692**	**163 140**

2.4.4 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 2-27 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2025-2026

Unidade: EUR

CUR	Função CVGN CUR		Função Comercialização CUR		Total CUR
	Energia Compens. CUR	UGS II(*) Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CUR	UGS I Equilib. CUR TVCF	
CURg	0	2 063 164	0	0	2 063 164
Beiragás	-1 618	43 743	-728	-68 080	-26 683
Dianagás	1 636	8 345	1 453	7 644	19 078
Duriensegás	-8 944	-17 032	-5 904	-2 065	-33 945
Lisboagás	23 658	999 501	25 943	871 380	1 920 484
Lusitaniagás	-179	226 454	4 402	529 361	760 037
Medigás	5 880	13 545	2 268	-23 548	-1 855
Paxgás	2 194	9 257	1 693	-20 012	-6 867
Gás SU	-56 691	-116 188	-44 778	2 415 522	2 197 865
Setgás	33 268	172 915	22 345	496 734	725 263
Sonorgás	-2 490	-4 193	-5 689	1 457 254	1 444 882
Tagusgás	3 286	19 440	-1 006	231 560	253 280
TOTAL	**0**	**3 418 951**	**0**	**5 895 751**	**9 314 703**

(*) Inclui a dedução dos montantes valores dos créditos de clientes do CUR considerados na UGS II de acordo com o exposto Artigo 128.º do RT.

O Quadro 2-28 apresenta, por Comercializador de último recurso retalhista, os montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela da UGS II de acordo com o exposto artigo 128.º do Regulamento Tarifário em vigor, bem como, os valores brutos das transferências da UGS II sem a dedução desses montantes.

Quadro 2-28 - Montantes dos créditos de clientes deduzidos na parcela II da UGS

Unidade: EUR

Empresa	Montante dos créditos (inclui juros)	Montante da UGS II excluindo os montantes dos créditos
Beiragás	276	44 018
Dianagás	78	8 424
Duriensegás	261	-16 771
Lisboagás	21 469	1 020 970
Lusitaniagás	1 742	228 195
Medigás	244	13 789
Paxgás	64	9 321
Gás SU	3 925	-112 263
Setgás	1 312	174 227
Sonorgás	73	-4 120
Tagusgás	-420	19 020
TOTAL	**29 022**	**1 384 810**

O Quadro 2-29 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-29 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		2 063 164	**2 063 164**
Lisboagás	1 950 167	1 455 617	**3 405 784**
Gás SU	2 370 743	-172 879	**2 197 865**
Sonorgás	1 451 565	-6 683	**1 444 882**
Beiragás	-68 808	42 125	**-26 683**
Dianagás	9 097	9 981	**19 078**
Duriensegás	-7 969	-25 976	**-33 945**
Medigás	-21 279	19 424	**-1 855**
Paxgás	-18 319	11 451	**-6 867**
Tagusgás	230 554	22 726	**253 280**
Total	**5 895 751**	**3 418 951**	**9 314 703**

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 2-31), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-32).

Quadro 2-30 - Transferências relativas à UGS I

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	REN	Beiragás	Duriensegás	Medigás	Paxgás
REN		68 808	7 969	21 279	18 319
Dianagás	9 097				
Lisboagás	1 950 167				
Gás SU	2 370 743				
Sonorgás	1 451 565				
Tagusgás	230 554				
Total	**6 012 126**	**68 808**	**7 969**	**21 279**	**18 319**

Quadro 2-31 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	REN	Duriensegás	Gás SU	Sonorgás
REN		25 976	172 879	6 683
Lisboagás	3 518 781			
Beiragás	42 125			
Dianagás	9 981			
Medigás	19 424			
Paxgás	11 451			
Tagusgás	22 726			
Total	**3 624 489**	**25 976**	**172 879**	**6 683**

Quadro 2-32 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	REN
CURg	290 129
Total	**290 129**

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 2-27.

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 2-33. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir, referentes às transferências de UGS I, são os indicados no Quadro 2-30.

Os valores relativos às transferências de UGS II são os indicados no Quadro 2-31 e no Quadro 2-32.

Quadro 2-33 - Transferências mensais da REN Gasodutos em percentagem

	REN UGS I
Dianagás	0,031%
Lisboagás	6,620%
Gás SU	8,047%
Sonorgás	4,927%
Tagusgás	0,783%
Total	**20,408%**

2.4.5 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 Regulamento Tarifário em vigor, que permite atenuar o impacte 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 2-34.

Quadro 2-34 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL

Unidade: EUR

Recebedor \ Pagador	REN Gasodutos
REN Atlântico	7 136 580

2.4.6 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 Regulamento Tarifário em vigor, que permite atenuar o impacte 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 2-35.

Quadro 2-35 - Transferências entre o operador de Armazenamento Subterrâneo e o operador da rede de Transporte

Unidade: EUR

Pagador / Recebedor	REN Armazenagem
REN Gasodutos	7 136 580

2.4.7 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 (OLMC), introduzindo a função de agregador. Além dessa alteração o referido diploma estabeleceu que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA 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 2-36 - Transferências entre o operador da rede de transporte e o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

Unidade: EUR

Pagador / Recebedor	REN Gasodutos
ADENE	297 001

3 TARIFAS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2025-2026

As tarifas de gás para o ano gás 2025-2026, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e pelo Regulamento Tarifário do Setor do Gás, aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, aplicam-se entre 1 de outubro de 2025 e 30 de setembro de 2026.

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
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	**UTRAR**	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do 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.
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	**UAS**	Operador do armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte	**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.
Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	**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 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	**URT_{ORTAM}**	Operador da rede de transporte	Agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada e saída da rede de transporte	Uso da rede de transporte	Preços diferenciados de entrada e saída na rede de transporte.
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	**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.
Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	**URT_{ORD}**	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Uso da rede de transporte	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MP e BP.

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	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.
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>	$URD_{BP>}$	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em BP> (com consumo anual de gás superior a 10 000 m^3)	Uso da rede de distribuição em BP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BP>.
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<	$URD_{BP<}$	Operadores da rede de distribuição	Clientes de BP< (com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m^3)	Uso da rede de distribuição em BP	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BP<.
Tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista	TE_{CURG}	Comercializador de último recurso grossista	Comercializadores de último recurso retalhistas	Aprovisionamento de gás	
Tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo	$TE_{\text{Fornecimento Supletivo}}$	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.
Tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas	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 de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas no âmbito do fornecimento supletivo	$COM_{\text{Fornecimento Supletivo}}$	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.
Tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas	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 e nas tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo.

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	TAR_{ORT}	Operador da rede de transporte	Entrega a clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	Incluída nas tarifas de mercado.
Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	TAR_{ORD}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes em MP e BP	Utilização das redes de distribuição e serviços associados	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, nas tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo e nos preços de venda a clientes finais de mercado.
Tarifa Social de Acesso às Redes	TAR_{SOCIAL}	Operadores da rede de distribuição	Entrega a clientes vulneráveis em BP< do escalão 1 e 2	Utilização das redes de distribuição e serviços associados	Incluída na tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas e 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).
Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	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.
Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo	$TVCF_{\text{Fornecimento Supletivo}}$	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).
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais	$TVCF_{SOCIAL}$	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 Regulamento Tarifário, considerando os custos incrementais, calculados para o novo período de regulação, e os fatores multiplicativos determinados para o ano gás 2025-2026, indicados no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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 caráter 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	0,00003830

3.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

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

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

PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL Produtos de capacidade firme	
Armazenamento de GNL	Capacidade contratada de armazenamento
	EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00001895
Produto trimestral	0,00001895
Produto mensal	0,00001895
Produto diário	0,00001895

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. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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	0,00011733
Produto trimestral	0,00013845
Produto mensal	0,00015839
Produto diário	0,00022762
Regaseificação	Capacidade contratada de regaseificação
	EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00024991

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	0,00023092

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	0,00010985

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. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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	127,75

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. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores e do desenho desta opção tarifária é apresentado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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	0,00019936
Produto trimestral	0,00023525
Produto mensal	0,00026914
Produto diário	0,00038676

PREÇOS DOS SERVIÇOS AGREGADOS: RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL	
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	Energia
	EUR/kWh
Energia entregue	0,00022495

3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é composta por preços de energia injetada e extraída e por preços de capacidade 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 capacidade contratada de armazenamento, apresentados no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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	0,00001606
Produto trimestral	0,00001606
Produto mensal	0,00001686
Produto diário	0,00001767

PREÇOS DA TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	
Energia injetada e extraída	Energia EUR/kWh
Energia injetada	0,00016027
Energia extraída	0,00016027

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. O racional da escolha dos valores dos multiplicadores é apresentado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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 Regulamento Tarifário, 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 [16], nos termos do Regulamento Tarifário 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 em regime ordinário.

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 m^3 e (ii) os desvios associados à atividade de compra e venda de gás a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

Às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário (clientes em AP), será 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 m^3).

[16] Para mais informação, consulte o capítulo relativo à Tarifa de Uso Global do Sistema no documento "Estrutura Tarifária no ano gás 2025-2026".

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

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

O preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-13.

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)	0,00070967

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 Regulamento Tarifário.

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 ($TW_{UGS2>}$)	0,00011313
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,822
Preço aplicável aos ORD (α * $TW_{UGS2>}$)	0,00009304

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 Regulamento Tarifário.

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II <	EUR/kWh
Preço base ($TW_{UGS2<}$)	0,00011699
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,822
Preço aplicável aos ORD ((1-α)* $TW_{UGS2<}$)	0,00002077

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 EM REGIME ORDINÁRIO	
Energia (EUR/kWh)	0,00070967
ENTREGAS A CLIENTES EM ALTA PRESSÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00082280
ENTREGAS AOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
Energia (EUR/kWh)	0,00082348

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 [17], 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

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

Carriço, 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 [18].

Nos pontos de entrada e saída da rede de transporte com as infraestruturas de Alta Pressão [19] 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 caráter 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 2025-2026".

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

[18] 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".
[19] Equivale ao VIP Ibérico, ao terminal de GNL e ao armazenamento subterrâneo.

capacidade anual [20]. 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 2025-2026.

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	0,00010237
Produto trimestral	0,00012080
Produto mensal	0,00013820
Produto diário	0,00019860
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/dia)/dia
Produto anual	0,00028605
Produto trimestral	0,00033754
Produto mensal	0,00038616
Produto diário	0,00055493
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	0,00021806
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00060928
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 [21]. No entanto, o CR Tarifas impossibilita que um ajustamento por equalização possa ocorrer

[20] O leilão anual de atribuição de capacidade ocorre, anualmente, na primeira segunda-feira do mês de julho.
[21] 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».

entre pontos de interligação e pontos de ligação com instalações de GNL [22]. 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.

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 [23]. 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 [24]. O desconto apenas é aplicável ao itinerário mais curto possível em termos de atravessamentos de fronteiras [25].

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.

[22] 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.

[23] 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).

[24] 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.

[25] 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.

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	0,00002559
Produto trimestral	0,00003020
Produto mensal	0,00003455
Produto diário	0,00004965

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	0,00005452

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 2025-2026.

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	0,00010093
Produto trimestral	0,00011910
Produto mensal	0,00013626
Produto diário	0,00019581
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	0,00021498
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	0,00002523
Produto trimestral	0,00002978
Produto mensal	0,00003407
Produto diário	0,00004895

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	0,00005375

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. O racional da escolha dos multiplicadores é apresentado na secção 6.2 do documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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. Os multiplicadores para o ano gás 2025-2026 são idênticos aos multiplicadores do ano gás anterior.

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 [26].

[26] 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".

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 2025-2026. Para mais informação sobre a determinação destes preços recomenda-se a leitura da secção 6.3 do documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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.

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	0,00018946

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	0,00020803
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00056297
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 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	0,00018680
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	0,00020509
Terminal GNL	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000
Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada EUR/(kWh/hora)/hora
Produto intradiário	0,00000000

No 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).

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível, 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 3-20.

Quadro 3-24 - 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	0,00004737
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	0,00005201

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade interruptível, 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 3-25 - 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	0,00004670

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	0,00005127

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 [27]. 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.

[27] 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.

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	0,00002006

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.

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	0,00000502

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		0,00048506
Clientes em AP	Capacidade base anual	Capacidade mensal adicional (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível anual	0,00048506	0,00072760
Clientes em AP	Capacidade mensal (outubro a março)	Capacidade mensal (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível mensal	0,00145519	0,00072760
Clientes em AP	Capacidade diária (outubro a março)	Capacidade diária (abril a setembro)
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Tarifa flexível diária	0,00485064	0,00291038
Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)		Energia
		EUR/kWh
Energia		0,00118000

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 [28].

[28] 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.

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.

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

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

3.4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

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

A estrutura da tarifa de UGS dos ORD determina a publicação dos preços das parcelas I, II> e II< da tarifa. Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás às suas entregas, subdividida nas várias parcelas, são apresentados no Quadro 3-29 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 [29], nos termos do Regulamento Tarifário do Setor do Gás, aprovado pelo Regulamento 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.

[29] Para mais informação, consulte o capítulo relativo à Tarifa de Uso Global do Sistema no documento "Estrutura Tarifária no ano gás 2025-2026".

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 $_{ORD}$				0,00071427
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00071477
			≥ 2 000 000	0,00071477
	Flexível Anual			0,00071477
	Flexível Mensal			0,00071477
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00071477
			≥ 2 000 000	0,00071477
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00071477
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00071720
			≥ 700 000	0,00071720
	Flexível Anual			0,00071720
	Flexível Mensal			0,00071720
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00071720
			≥ 700 000	0,00071720
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00071720
			≥ 100 001	0,00071720
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00071720
		Escalão 2	221 - 500	0,00071720
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00071720
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00071720

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>$_{ORD}$				0,00010064
UGS II<$_{ORD}$				-0,00059225
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00010071
			≥ 2 000 000	0,00010071
	Flexível Anual			0,00010071
	Flexível Mensal			0,00010071
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00010071
			≥ 2 000 000	0,00010071
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00010071
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00010105
			≥ 700 000	0,00010105
	Flexível Anual			0,00010105
	Flexível Mensal			0,00010105
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00010105
			≥ 700 000	0,00010105
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00010105
			≥ 100 001	0,00010105
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00059468
		Escalão 2	221 - 500	-0,00059468
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00059468
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00059468

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	0,00081548
			≥ 2 000 000	0,00081548
	Flexível Anual			0,00081548
	Flexível Mensal			0,00081548
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00081548
			≥ 2 000 000	0,00081548
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00081548
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00081825
			≥ 700 000	0,00081825
	Flexível Anual			0,00081825
	Flexível Mensal			0,00081825
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00081825
			≥ 700 000	0,00081825
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00081825
			≥ 100 001	0,00081825
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00012252
		Escalão 2	221 - 500	0,00012252
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00012252
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00012252

3.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, 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 Regulamento Tarifário, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Quadro 3-32 - 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}				0,00101123
MP	Longas Utilizações		< 2 000 000	0,00101194
			≥ 2 000 000	0,00101194
	Flexível Anual			0,00101194
	Flexível Mensal			0,00101194
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,00101194
			≥ 2 000 000	0,00101194
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00101194
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00101538
			≥ 700 000	0,00101538
	Flexível Anual			0,00101538
	Flexível Mensal			0,00101538
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,00101538
			≥ 700 000	0,00101538
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00101538
			≥ 100 001	0,00101538
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00101538
		Escalão 2	221 - 500	0,00101538
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00101538
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00101538

3.4.3 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição, devem proporcionar os proveitos da atividade de Distribuição de gás, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos.

Conforme decorre do Regulamento Tarifário, os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão, para os níveis de pressão a jusante e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Os preços de capacidade utilizada, energia de fora de vazio, energia de vazio e termo 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 2025-2026".

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	Escalão	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
					Fora de Vazio / Vazio	
				EUR/dia	EUR/kWh / EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
URD_{MP}				0,4917	0,00062576 / 0,00002493	0,00106687
MP	**Longas Utilizações**		< 2 000 000	0,4917	0,00122023 / 0,00002493	0,00106687
			≥ 2 000 000	0,4917	0,00062576 / 0,00002493	0,00106687
	Curtas Utilizações		< 2 000 000	0,4917	0,00578199 / 0,00002493	0,00022404
			≥ 2 000 000	0,4917	0,00481833 / 0,00002493	0,00022404
	Mensal		10 000 - 100 000	1,1374	0,00669838 / 0,00609755	
BP>	**Longas Utilizações**		10 000 - 700 000		0,00237743 / 0,00002501	
			≥ 700 000		0,00237743 / 0,00002501	
	Flexível Anual				0,00237743 / 0,00002501	
	Flexível Mensal				0,00237743 / 0,00002501	
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000		0,00237743 / 0,00002501	
			≥ 700 000		0,00237743 / 0,00002501	
	Mensal		10 000 - 100 000		0,00237743 / 0,00002501	
			≥ 100 001		0,00237743 / 0,00002501	
BP<	**Outra**	**Escalão 1**	0 - 220		0,00228083	
		Escalão 2	221 - 500		0,00228083	
		Escalão 3	501 - 1 000		0,00228083	
		Escalão 4	1 001 - 10 000		0,00228083	

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	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
MP	**Flexível**	0,4917	0,00062576	0,00002493	0,00106687	0,00133359

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	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
MP	Flexível	0,4917	0,00062576	0,00002493	0,00133359	0,00266717

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 m^3, 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	Escalão	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
					Fora de Vazio	Vazio	
				EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
$URD_{BP>}$				0,0639	0,00648504	0,00012106	0,00212930
BP>	Longas Utilizações		10 000 - 700 000	0,0639	0,00648504	0,00012106	0,00212930
			≥ 700 000	0,0639	0,00226976	0,00012106	0,00212930
	Curtas Utilizações		10 000 - 700 000	0,0639	0,01971453	0,00012106	0,00046845
			≥ 700 000	0,0639	0,01616591	0,00012106	0,00046845
	Mensal		10 000 - 100 000	2,6708	0,01438976	0,01224106	
			≥ 100 001	8,1350	0,01063955	0,00849085	

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	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
BP>	**Flexível**	0,0639	0,00648504	0,00012106	0,00212930	0,00266163

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	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
BP>	**Flexível**	0,0639	0,00648504	0,00012106	0,00266163	0,00532325

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 m^3 (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	Escalão	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
				Fora de Vazio	Vazio	
			EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
$URD_{BP<}$			0,0156	0,01151165	0,00012106	0,00226634
BP<	**Escalão 1**	0 - 220	0,0156	0,04069312		
	Escalão 2	221 - 500	0,0497	0,03560101		
	Escalão 3	501 - 1 000	0,0827	0,03265274		
	Escalão 4	1 001 - 10 000	0,1364	0,03137053		

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

A tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista reflete o custo previsto para o aprovisionamento de gás para o ano gás 2025-2026, 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)	0,01969611

A ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário em abril de 2020, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação da tarifa de energia, que prevê a possibilidade de esta tarifa ser revista trimestralmente [30], de acordo com o previsto no artigo 152.º do Regulamento Tarifário. Para o ano gás 2025-2026 a ERSE mantém os parâmetros β_t e μ_t que vigoraram no ano gás 2024-2025:

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

$\beta_t = 0,5$

$\mu_t = 0,004$ 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 M^3

Os preços da tarifa de Energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m^3, 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	0,01977691
	Escalão 2	0,01977691
	Escalão 3	0,01977691
	Escalão 4	0,01977691

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

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 m^3.

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)	0,0801
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00059928

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, para as diferentes opções tarifárias disponíveis (longas utilizações e opções flexíveis), a vigorarem no ano gás 2025-2026.

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

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000710	0,00048506					
Flexível Diária	0,000710					0,00291038	0,00485064
Flexível Mensal	0,000710			0,00072760	0,00145519		
Flexível Anual	0,000710	0,00048506	0,00072760				

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	0,000823	0,00048506					
Flexível Diária	0,000823					0,00291038	0,00485064
Flexível Mensal	0,000823			0,00072760	0,00145519		
Flexível Anual	0,000823	0,00048506	0,00072760				

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

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD		
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000823	0,00048506

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 2025-2026.

Para as entregas em MP e BP> estão disponíveis diferentes opções tarifárias: longas utilizações, curtas utilizações e opções flexíveis. Nas opções tarifárias de longas e curtas utilizações consideram-se diferentes escalões de consumo.

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

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					
Opção tarifária	(m^3/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	< 2 000 000	0,4917	0,003048	0,001852	0,00106687
	≥ 2 000 000	0,4917	0,002453	0,001852	0,00106687
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,4917	0,007609	0,001852	0,00022404
	≥ 2 000 000	0,4917	0,006646	0,001852	0,00022404
Mensal	10 000 - 100 000	1,1374	0,008526	0,007925	

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)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,4917	0,002453	0,001852	0,00106687	0,00133359

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)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,4917	0,002453	0,001852	0,00133359	0,00266717

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 m³ POR ANO					
Opção tarifária	(m³/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	0,0639	0,010696	0,001980	0,00212930
	≥ 700 000	0,0639	0,006481	0,001980	0,00212930
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,0639	0,023926	0,001980	0,00046845
	≥ 700 000	0,0639	0,020377	0,001980	0,00046845
Mensal	10 000 - 100 000	2,6708	0,018601	0,014100	
	≥ 100 001	8,1350	0,014851	0,010349	

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 m³ POR ANO (opção flexível anual)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,0639	0,010696	0,001980	0,00212930	0,00266163

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 m³ POR ANO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,0639	0,010696	0,001980	0,00266163	0,00532325

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 m³ POR ANO				
Escalão	(m³/ano)		Termo tarifário fixo	Energia
			EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0	- 220	0,0156	0,044112
Escalão 2	221	- 500	0,0497	0,039020
Escalão 3	501	- 1000	0,0827	0,036071
Escalão 4	1001	- 10000	0,1364	0,034789

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 2025-2026".

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:

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

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:

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

C_{d1} = 35 030 EUR/km

C_{d2} = 39 596 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 2025-2026 é calculado pela seguinte expressão:

$$C_w = \left[(0{,}002403 - 0{,}000823) + \frac{365}{227} \times (0{,}00106687 - 0{,}00048506) \right]_{\text{AG 2025/2026}} = 0{,}002516 \text{ (EUR/kWh)}$$

Assim, no ano gás 2025-2026, o desconto, em EUR/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos anteriormente definidos:

$$\text{Desconto } [\text{EUR/kWh}] = 0{,}002516 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W}$$

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 Regulamento Tarifário, no caso dos clientes ligados em BP e com consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de m^3), 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	0,002003

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 m^3 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 m^3 (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 m^3 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 M^3

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 m^3, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2025.

A ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário em abril de 2020, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação da tarifa de energia, que prevê a possibilidade da tarifa de energia e das tarifas que dela dependem serem revistas trimestralmente [31].

Quadro 3-54 - 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

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	0,0897	0,0647
Escalão 2	221	-	500	0,1298	0,0601
Escalão 3	501	-	1 000	0,1643	0,0571
Escalão 4	1 001	-	10 000	0,2068	0,0559

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

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 Regulamento Tarifário 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 2025-2026". 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 15,68 €/MWh para o ano gás 2025-2026, 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)	0,03539401
Média Pressão (EUR/kWh)	0,03541879
BP> (EUR/kWh)	0,03553921

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)	0,0801
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00059928

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 em regime ordinário (Quadro 3-43).
- Para fornecimentos aos clientes em AP aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para as entregas a clientes em AP (Quadro 3-44).
- Para fornecimentos em 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 m^3 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 2025.

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 em regime ordinário, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFAS A APLICAR PELOS CUR AOS PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO								
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	0,0801	0,036703	0,00048506					
Flexível Diária	0,0801	0,036703					0,00291038	0,00485064
Flexível Mensal	0,0801	0,036703			0,00072760	0,00145519		
Flexível Anual	0,0801	0,036703	0,00048506	0,00072760				

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	0,0801	0,036816	0,00048506					
Flexível Diária	0,0801	0,036816					0,00291038	0,00485064
Flexível Mensal	0,0801	0,036816			0,00072760	0,00145519		
Flexível Anual	0,0801	0,036816	0,00048506	0,00072760				

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	(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	0,5718	0,039066	0,03787007	0,00106687
	≥ 2 000 000	0,5718	0,038471	0,03787007	0,00106687
Curtas Utilizações	< 2 000 000	0,5718	0,043627	0,03787007	0,00022404
	≥ 2 000 000	0,5718	0,042664	0,03787007	0,00022404
Mensal	10 000 - 100 000	1,2175	0,044544	0,04394307	

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)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,5718	0,038471	0,037870	0,00106687	0,00133359

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	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,5718	0,038471	0,037870	0,00133359	0,00266717

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 m³ POR ANO					
Opção tarifária	(m³/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	0,1440	0,046834	0,03811849	0,00212930
	≥ 700 000	0,1440	0,042619	0,03811849	0,00212930
Curtas Utilizações	10 000 - 700 000	0,1440	0,060064	0,03811849	0,00046845
	≥ 700 000	0,1440	0,056515	0,03811849	0,00046845
Mensal	10 000 - 100 000	2,7509	0,054739	0,05023849	
	≥ 100 000	8,2151	0,050989	0,04648749	

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 m³ POR ANO (opção flexível anual)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,1440	0,046834	0,038118	0,00212930	0,00266163

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 m³ POR ANO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(EUR/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,1440	0,046834	0,038118	0,00266163	0,00532325

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 o 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 do Despacho da Secretaria de Estado da Energia e Clima, n.º 3566-A/2025, de 20 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 54,7% nas tarifas de Acesso às Redes.

Para se obter o referido desconto na tarifa de Acesso às Redes, a ERSE adota a seguinte metodologia nos termos do Regulamento Tarifário:

- Anula preferencialmente o termo fixo da tarifa de Acesso às Redes [32], 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 m^3.

Conforme apresentado no Quadro 3-65, cerca de 58,4 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás no final do 1.º trimestre de 2025, representando um acréscimo de 13,9% em relação ao trimestre homólogo.

Para o ano gás 2025-2026 prevê-se que cerca de 58,4 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 1.º trimestre de 2025.

[32] 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.

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

	T1 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022	T1 2023	T2 2023	T3 2023	T4 2023	T1 2024	T2 2024	T3 2024	T4 2024	T1 2025	Variação T12025/T42024	Variação T12025/T12024
Mercado Regulado	3 515	3 426	4 102	6 538	8 399	9 023	9 190	9 412	9 604	9 704	10 229	10 796	10 718	-0,7%	11,6%
Mercado Livre	48 704	48 192	48 043	45 750	42 245	41 775	41 752	41 954	41 670	41 482	44 054	45 235	47 692	5,4%	14,5%
Total	**52 219**	**51 618**	**52 145**	**52 288**	**50 644**	**50 798**	**50 942**	**51 366**	**51 274**	**51 186**	**54 283**	**56 031**	**58 410**	**4,2%**	**13,9%**

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 2025-2026, 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	0,020587
Escalão 2	221 - 500	0,0118	0,019984

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	0,0156	0,023525
Escalão 2	221 - 500	0,0379	0,019036

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 m^3, a vigorarem a partir de 1 de outubro de 2025, 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	0,0741	0,0412
Escalão 2	221	-	500	0,0919	0,0411

4 PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2025-2026

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) [33]:
  - 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 m^3, 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 m^3 (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) [34]:
  - 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) [35]:
  - Limite para os encargos com a deteção e tratamento da anomalia;
  - Majoração em caso de reincidência;
  - Consumo Médio Anual e Desvio Padrão.

[33] Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.
[34] Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho.
[35] 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 m^3, 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 INTERRUPÇÃO 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 M^3, 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 m^3, dentro da área de influência da rede de distribuição [36], 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 [37] (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).

[36] 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.
[37] 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 M^3

O RRC estabelece que os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m^3, 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 (Fj).

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 2025-2026, 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, a ERSE recebeu propostas da Floene (em representação dos operadores das redes de distribuição Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás e Tagusgás), da REN Portgás Distribuição e da Sonorgás, nos termos que se resumem de seguida. As propostas dos operadores de redes de distribuição são semelhantes entre si.

Para o ano gás 2025-2026, as empresas estimam 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 2024, de 2,4%. Assim, propõem uma variação de +2,4% dos preços relativos aos serviços de leitura extraordinária, dos encargos com a rede a construir e dos custos com a integração dos polos de consumo.

Quanto aos custos dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás, os operadores propõem a que a variação de +2,4% atribuível aos serviços de restabelecimento sejam imputados ao preço do serviço de interrupção, resultando numa variação de +8,1%, justificando esta opção com o maior esforço necessário que referem ser necessário para a operação de interrupção do fornecimento.

4.1.3 PREÇOS E PARÂMETROS A VIGORAR NO ANO GÁS 2025-2026

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, consequentemente, 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 2025-2026, 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, de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás, 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 2,4% face aos valores em vigor, alinhado, de forma geral, com a proposta dos operadores das redes de distribuição. Por não terem sido apresentados valores reais que justifiquem a proposta diferenciada dos custos de interrupção e restabelecimento, propõe-se aplicar a mesma variação a todos os preços.

Refira-se que o aumento aprovado vem 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), na recuperação de um período de dez anos durante o qual os preços dos serviços regulados do setor do gás se mantiveram inalterados.

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 2025-2026, os valores que se apresentam no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m³)

euros

Atraso no pagamento	Preços em vigor	Preços para 2025-2026		
	2024-2025	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 2025-2026, o valor apresentado no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Preço para o serviço de leitura extraordinária

euros

Cliente	Horário	Preços em vigor	Preços para 2025-2026		
		2024-2025	Proposta das empresas	Adotado pela ERSE	Variação
		[a]	[b]	[c]	[c/a]
Todos os clientes	Dias úteis (09h às 18h)	16,87	17,27	17,27	2,4%

Ao valor constante do Quadro 4-2 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 2025-2026, são os indicados no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás

euros

Cliente	Serviços	Preços em vigor	Preços para 2025-2026			
		2024-2025	Proposta das empresas	Variação	Adotado pela ERSE	Variação
		[a]	[b]	[b/a]	[c]	[c/a]
Todos os clientes	Interrupção do fornecimento	20,24	21,88	8,1%	20,73	2,4%
	Restabelecimento do fornecimento:					
	Dia útil (8h às 18h)	30,36	30,36	0,0%	31,09	2,4%
	Dia útil (18h às 24h)	36,10	36,10	0,0%	36,97	2,4%
	Restantes dias	36,10	36,10	0,0%	36,97	2,4%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento	11,68	11,68	0,0%	11,96	2,4%

Aos valores constantes do Quadro 4-3 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 M^3, DENTRO DA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os 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, no ano gás 2025-2026, são os indicados no Quadro 4-4.

Quadro 4-4 - Encargos de ligação de instalações com consumo anual até 10 000 m^3, dentro da área de influência

euros

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor	Preços para 2025-2026		
	2024-2025	Proposta das empresas	Adotado pela ERSE	Variação
	[a]	[b]	[c]	[c/a]
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€/m)	36,79	37,67	37,67	2,4%
Rede a construir (€/m)	58,92	60,33	60,33	2,4%

Aos valores constantes do Quadro 4-4 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 M^3

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 2025-2026 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 m^3 que constam no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - 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

euros/kWh

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	Fatores em vigor	Fatores para 2025-2026		
	2024-2025	Proposta das empresas	Adotado pela ERSE	Variação
	[a]	[b]	[c]	[c/a]
Baixa pressão (> 10 000 m^3)	0,057075	n.a	0,058398	2,3%
Média pressão	0,023721	n.a	0,026159	10,3%

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 2025-2026, devem considerar os valores de referência constantes no Quadro 4-6.

Quadro 4-6 - Valores de referência para custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás

euros

Valores de referência - VR_t^j	Valores em vigor	Valores para 2025-2026		
	2024-2025	Proposta das empresas	Adotado pela ERSE	Variação
	[a]	[b]	[c]	[c/a]
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 168.º do RRC	401,74	411,38	411,38	2,4%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 168.º do RRC	678,50	694,78	694,78	2,4%

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 4-7.

$P^j_{t,i}=VR^j_t.(1-e_i)$, [A], em que

- P^j_t 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^j_t 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 4-7 -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 Regulamento Tarifário 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 Regulamento Tarifário, é aplicável ao comercializador cessionário, ou seja, o 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 [38]. No caso de contratos duais, que incluem os fornecimentos de

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

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 2025-2026, sejam recuperados metade dos proveitos permitidos do OLMCA através do preço regulado, a que acresce o IVA à taxa legal em vigor. No ano gás 2025-2026 estimam-se 270 092 mudanças de comercializador ativadas, das quais 26 723 relativas a contratações no mercado regulado. Estes valores refletem, o nível de mudanças entre os meses de janeiro de 2024 e dezembro de 2024, inclusive.

Quadro 4-8 - Preço aplicável na mudança de comercializador

euros

Mudança de comercializador	Ano gás		Variação
	2024-2025	2025-2026	
	[a]	[b]	[b/a]
Preço aplicável na mudança de comercializador	1,06	1,10	3,7%

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 Regulamento Tarifário 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.

A Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, determinou a instalação de infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de GNL entre navios no valor 4,5 milhões de euros, investimento já realizado pela REN Atlântico.

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.

De acordo com a proposta apresentada pela empresa, 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 m^3 (cerca de 1 104 320 MWh) que demora um dia a descarregar. Assim, para o ano gás 2024-2025, foram aprovados os

preços do termo fixo, de 39 038 euros por operação, e do termo variável, de 9 759 euros por cada seis horas adicionais [39].

Foi ainda aprovada uma partilha de receitas de 50/50 entre a empresa e o SNG.

A vigência dos preços ficou condicionada à apresentação e aprovação das condições contratuais de prestação dos serviços (conforme o estabelecido no RT, art.º 50) em processo autónomo, estando, neste momento, a aguardar a aprovação pela ERSE.

Assim, para o ano gás 2025-2026, não tendo a empresa apresentado nova proposta, decide-se pela atualização dos preços dos serviços complementares prestados pelo Terminal, com base nos mesmos pressupostos e no preço do serviço de receção de GNL a vigorar em 2025-2026, conforme o quadro seguinte.

Quadro 4-9 - Preço aplicável na prestação de serviços complementares do Terminal de GNL

euros

Serviços complementares prestados pelo Terminal de GNL	Ano gás		Variação
	2024-2025	2025-2026	
	[a]	[b]	[b/a]
Enchimento / Arrefecimento / Trasfega entre navios			
1.º dia de operação	39 038	42 295	8,3%
Blocos de 6 horas adicionais	9 759	10 574	8,3%

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 15/2022 [40], 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

[39] 0,03535 EUR/MWh x 1 104 320 MWh, para o primeiro dia de operação, e 39 038 EUR x (6h/24h), para os blocos adicionais de 6 horas.
[40] 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) [41] 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 [42], 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, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás e Tagusgás), da REN Portgás Distribuição e da Sonorgás. As propostas dos operadores de redes de distribuição são semelhantes entre si.

Para o ano gás 2025-2026, as empresas estimam 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 2024, de 2,4%. Assim, propõem uma variação de +2,4% para o limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia.

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

[41] Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho.
[42] Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março.

Relativamente ao consumo médio anual e desvio padrão, a ERSE recebeu até à data de apresentação da proposta de Tarifas e Preços ao Conselho Tarifário, propostas da Floene (em representação dos operadores das redes de distribuição Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás e Tagusgás) e da Sonorgás, não tendo sido rececionada proposta da REN Portgás. Em interações posteriores entre a ERSE e os ORD, foram submetidas novas propostas por parte da Floene e da REN Portgás.

As propostas da Floene, da Sonorgás e da REN Portgás são apresentadas no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 – Consumo médio anual e desvio padrão – Floene, Sonorgás e REN Portgás

kWh

Consumo médio anual	Proposta 2025-2026										
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	1 223	1 300	1 214	1 057	1 227	1 200	1 238	1 208	1 233	1 234	1 180
Perfil 2 (220-500 m3)	3 660	3 474	3 785	3 459	3 620	3 647	3 402	3 489	3 521	3 706	3 639
Perfil 3 (500-1 000 m3)	7 955	7 926	8 141	7 804	7 710	7 737	7 608	7 521	7 617	8 065	7 675
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	28 615	37 387	23 262	38 024	31 582	29 126	35 009	32 096	37 773	29 787	31 591
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	259 132	236 351	256 785	247 339	235 164	257 250	254 157	243 512	243 007	253 961	246 512
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	778 250	658 194	747 286	646 231	798 342	804 095	-	790 973	783 035	880 034	765 903

kWh

Desvio padrão	Proposta 2025-2026										
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	723	688	739	707	693	731	695	687	706	740	726
Perfil 2 (220-500 m3)	851	753	892	760	834	845	703	774	788	833	905
Perfil 3 (500-1 000 m3)	1 622	1 750	1 648	1 754	1 556	1 552	1 658	1 506	1 582	1 628	1 794
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	16 976	25 095	18 155	24 790	23 468	22 116	26 062	22 705	25 566	23 242	23 989
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	124 978	120 005	111 194	116 767	114 049	120 516	51 150	123 589	116 174	119 679	119 493
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	91 866	47 561	103 654	55 307	162 770	138 068	-	118 342	131 158	123 968	142 441

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.

4.3.3 PREÇOS E PARÂMETROS A VIGORAR NO ANO GÁS 2025-2026

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 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.

Assim, e considerando as propostas apresentadas pelas empresas é aprovada uma variação de +2,4% 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 reformuladas pelos ORD são adequadas, sendo por isso adotadas pela ERSE.

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 2025-2026, são os constantes do Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - 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 2025-2026		
	2024-2025	Proposta das empresas	Adotado pela ERSE	Variação
	[a]	[b]	[c]	[c/a]
Limite dos encargos com a deteção e tratamento da anomalia (EUR)	420,00	430,08	430,08	2,4%
Majoração em caso de reincidência (%)	23%	23%	23%	0 p.p.

4.3.3.2 CONSUMO MÉDIO ANUAL E DESVIO PADRÃO

Para o ano gás 2025-2026 adotam-se os valores de consumo médio anual e desvio padrão a aplicar pela pelos ORD, no âmbito de processos fraudulentos ao abrigo do RAIE, que constam do Quadro 4-12.

Quadro 4-12 – Consumo médio anual e desvio padrão, a aplicar por ORD

kWh

Consumo médio anual	Adotado 2025-2026										
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	1 223	1 300	1 214	1 057	1 227	1 200	1 238	1 208	1 233	1 234	1 180
Perfil 2 (220-500 m3)	3 660	3 474	3 785	3 459	3 620	3 647	3 402	3 489	3 521	3 706	3 639
Perfil 3 (500-1 000 m3)	7 955	7 926	8 141	7 804	7 710	7 737	7 608	7 521	7 617	8 065	7 675
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	28 615	37 387	23 262	38 024	31 582	29 126	35 009	32 096	37 773	29 787	31 591
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	259 132	236 351	256 785	247 339	235 164	257 250	254 157	243 512	243 007	253 961	246 512
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	778 250	658 194	747 286	646 231	798 342	804 095	-	790 973	783 035	880 034	765 903

kWh

Desvio padrão	Adotado 2025-2026										
	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Lisboagás	Lusitânigás	Paxgás	Setgás	Tagusgás	Sonorgás	REN Portgás
Perfil 1 (0-220 m3)	723	688	739	707	693	731	695	687	706	740	726
Perfil 2 (220-500 m3)	851	753	892	760	834	845	703	774	788	833	905
Perfil 3 (500-1 000 m3)	1 622	1 750	1 648	1 754	1 556	1 552	1 658	1 506	1 582	1 628	1 794
Perfil 4 (1 000-10 000 m3)	16 976	25 095	18 155	24 790	23 468	22 116	26 062	22 705	25 566	23 242	23 989
Perfil 5 (10 000-50 000 m3)	124 978	120 005	111 194	116 767	114 049	120 516	51 150	123 589	116 174	119 679	119 493
Perfil 6 (50 000-100 000 m3)	91 866	47 561	103 654	55 307	162 770	138 068	-	118 342	131 158	123 968	142 441

5 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL 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 privativas 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 máximo[43], sendo considerados no cálculo dos proveitos da atividade de transporte. 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 Regulamento Tarifário, 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 18/2024, de 16 de julho, os valores do custo máximo elegível para financiamento pelo ORT para o ano gás 2024-2025, atribuído aos agentes de mercado que recorram ao transporte de GNL em cisterna, são função da distância entre o Terminal de GNL em Sines e a Unidade Autónoma de GNL, resultando da aplicação da fórmula seguinte:

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

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 reconhecida para cada UAG.

[43] Nos termos do art.º 146.º do Regulamento Tarifário.

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

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

Os valores aprovados para o ano-gás 2024-2025 foram os seguintes:

F = 0,0101 €/MWh/km

TF = 244 €

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, 2024-2025, esta variação é determinada, em média trimestral, face à referência do quarto trimestre de 2023, produzindo alteração do preço no trimestre seguinte.

Com a aplicação desta metodologia, no período desde 2024 foram aplicados os ajustamentos trimestrais apresentados em seguida [44]:

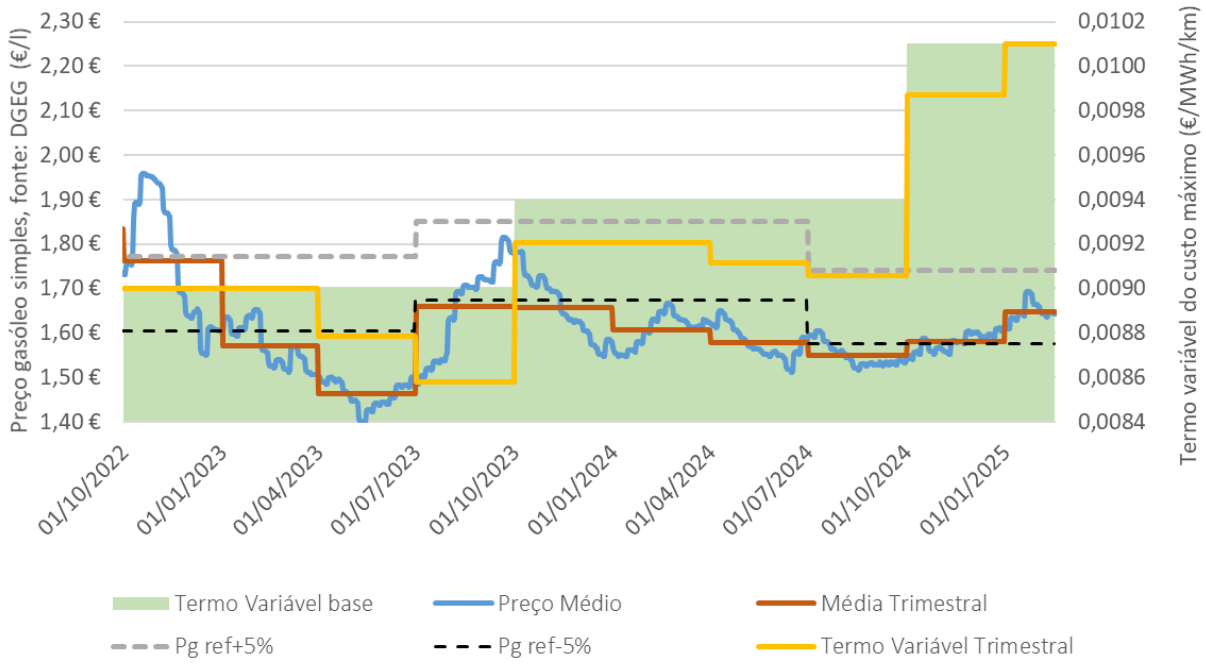
Quadro 5-1 – Valores trimestrais do parâmetro variável e termo fixo da fórmula de custo máximo

Trimestre	Fator F^{base} (€/MWh/km)	Fator F^{Tri} (€/MWh/km)	TF (€)
Jan 24 - Mar 24	0,0094	0,0092	220
Abr 24 - Jun 24	0,0094	0,0091	220
Jul 24 - Set 24	0,0094	0,0091	220
Out 24 - Dez 24	0,0101	0,0099	244
Jan 25 - Mar 25	0,0101	0,0101	224

[44] Disponível em: https://www.ign.ren.pt/web/guest/transporte-gnl

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 é ajustado sempre que o preço do gasóleo tem uma variação superior a 5%, em módulo, face ao preço do trimestre de referência. 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

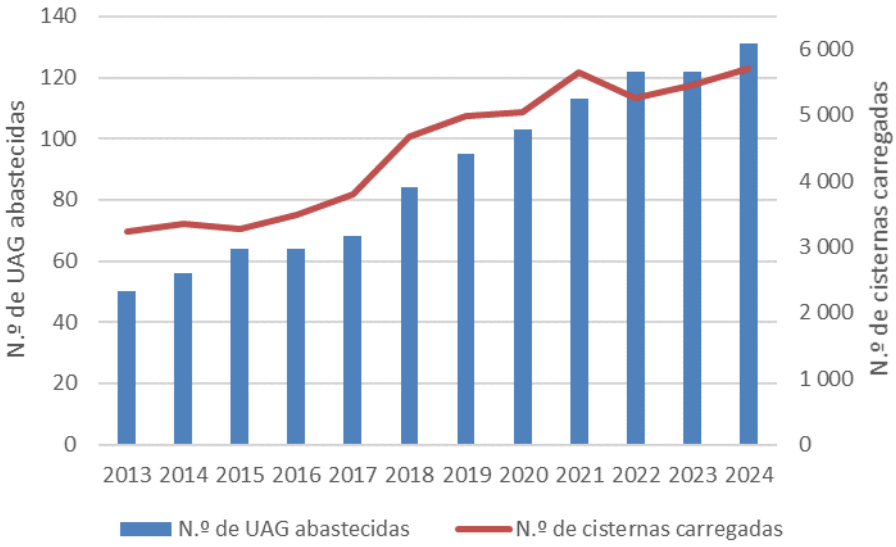


ANÁLISE DOS CUSTOS DE TRANSPORTE DE GNL EM CISTERNA

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 2023 para 2024, a manutenção do número de UAG abastecidas e o aumento em 3% no número de cargas de cisternas e também de 4% na respetiva energia transportada. A proporção do custo coberto[45] pelo financiamento do ORT varia consoante o comercializador e situa-se entre 93% e 100% do custo total incorrido pelo comercializador. A Figura 5-2 representa a evolução da quantidade de UAG abastecidas e das cisternas carregadas.

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

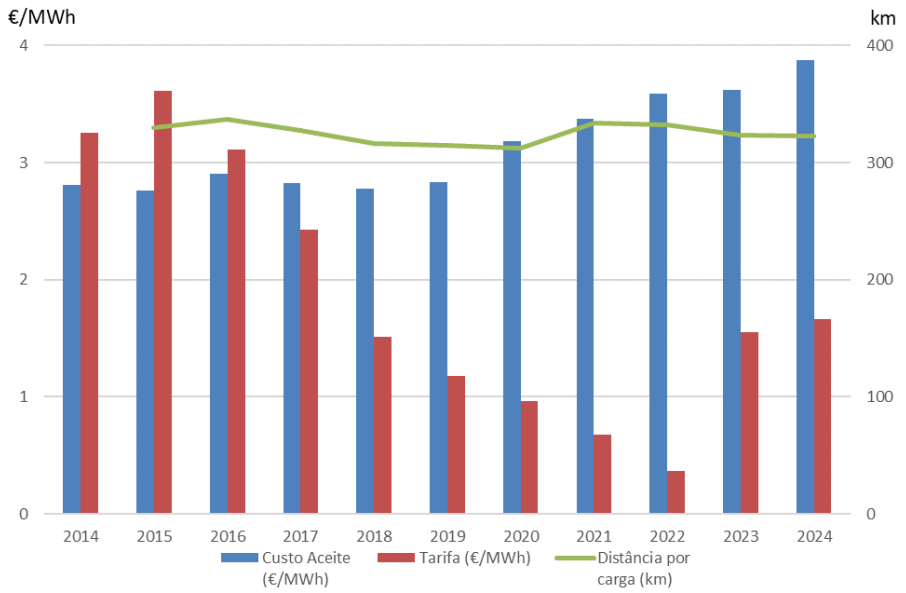
Figura 5-2 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas



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 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 [46] paga pelos operadores, nos últimos dez anos. Verifica-se um aumento do custo aceite em 2024 devido ao aumento dos custos praticados principalmente relacionados com a inflação, entre outros fatores de custo da atividade de transporte.

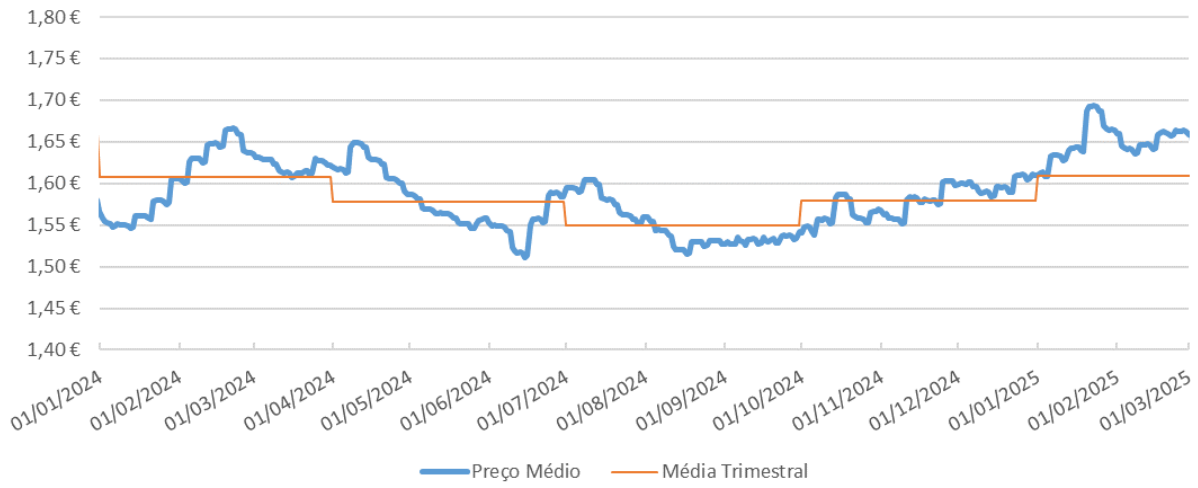
[46] Tarifas de acesso às redes a aplicar a instalações abastecidas por UAG publicadas pela ERSE.

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 em geral uma tendência de redução do preço médio durante 2024, havendo, no entanto, um aumento durante a segunda metade do ano, que prolonga para o início de 2025.

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



Fonte: DGEG – Preço dos combustíveis online

Importa referir que os números apresentados nas análises anteriores não consideram as cargas para a UAG de Socorridos, na Região Autónoma da Madeira [47], nem as cargas para exportação ou para operações de *bunkering truck-to-ship*, por não se considerarem no âmbito do SNG [48].

O Gestor Logístico das Unidades Autónomas de GNL (GL-UAG) entregou à ERSE o relatório anual de atividades relativo a 2024, conforme previsto no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG.

Neste relatório, o GL UAG destaca a entrada em vigor da UAG Virtual em outubro de 2024 e a não existência de cargas de produtores de gases de origem renovável em 2024. Ao nível dos custos com o transporte é identificada a redução do número de transportes por ferrovia, com origem a supressão de serviços e greves, o que contribui para o aumento do custo total de transporte.

Por seu lado, a informação da REN Gasodutos (Gestor Técnico Global, GTG) indica que o custo total relacionado com o transporte em cisterna tem vindo a aumentar nos últimos anos, com justificação na quantidade de energia carregada, para além do custo de transporte, derivado, nomeadamente, do efeito da inflação no contrato coletivo de trabalho dos condutores de matérias perigosas.

PARÂMETROS DO CUSTO MÁXIMO PARA O ANO GÁS 2025-2026

O ORT efetuou um estudo que inclui as informações disponíveis em final de 2024, 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 do GL UAG. Desse estudo, e da revisão de uma primeira proposta de parâmetros apresentada ao GL UAG, resultou uma proposta de ajustamento dos parâmetros fixo e variável da fórmula atual de cálculo do custo máximo, passando os parâmetros para TF = 244 e F = 0,0105. Ainda que o GTG não tenha obtido a concordância do GL UAG a esta atualização de parâmetros, de acordo com o estudo do GTG, a proposta prevê englobar 98% dos custos reais totais.

A análise à aplicação do ajustamento trimestral do custo variável de transporte durante 2024-2025, 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. Decidiu-se manter o mecanismo,

[47] As cargas destinam-se à Central Termoelétrica da Vitória na Ilha da Madeira, utilizando transporte rodoviário de Sines até ao Porto de Lisboa, transporte marítimo entre Lisboa e o Funchal e transporte rodoviário entre o Funchal e Socorridos. Em 2024 verificaram-se 1 628 cargas para Socorridos, num total de 430 893 MWh.

[48] Refere-se ainda que em 2024 foram efetuadas 4 cargas de camiões cisterna em Sines para destinos internacionais, num total de 1 203 MWh.

adotando como referência para o preço dos combustíveis a média do preço do gasóleo simples publicado pela DGEG, para o quarto trimestre de 2024. 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 2025-2026 a metodologia de ajustamento trimestral automático do custo máximo elegível para financiamento do transporte de GNL 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 reconhecida para cada UAG.

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

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

Para o ano gás de 2025-2026, os parâmetros do custo máximo aceite são:

F = 0,0105 €/MWh/km

TF = 244 €

O valor de F é sujeito a uma correção para cada trimestre do ano-gás, começando no trimestre de outubro a dezembro de 2024, em função dos custos dos combustíveis no trimestre anterior, considerando:

$$\Delta Pg^{Tri-1} = \frac{\text{Média (Pg) no trimestre Tri-1}}{\text{Média (Pg) no 4º trimestre de 2024}} - 1 \text{ (em \%)}$$

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:

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

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), $|\Delta Pg|<5\%$, então o parâmetro a aplicar no trimestre Tri é o parâmetro publicado pela ERSE para o ano-gás de 2025-2026.

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

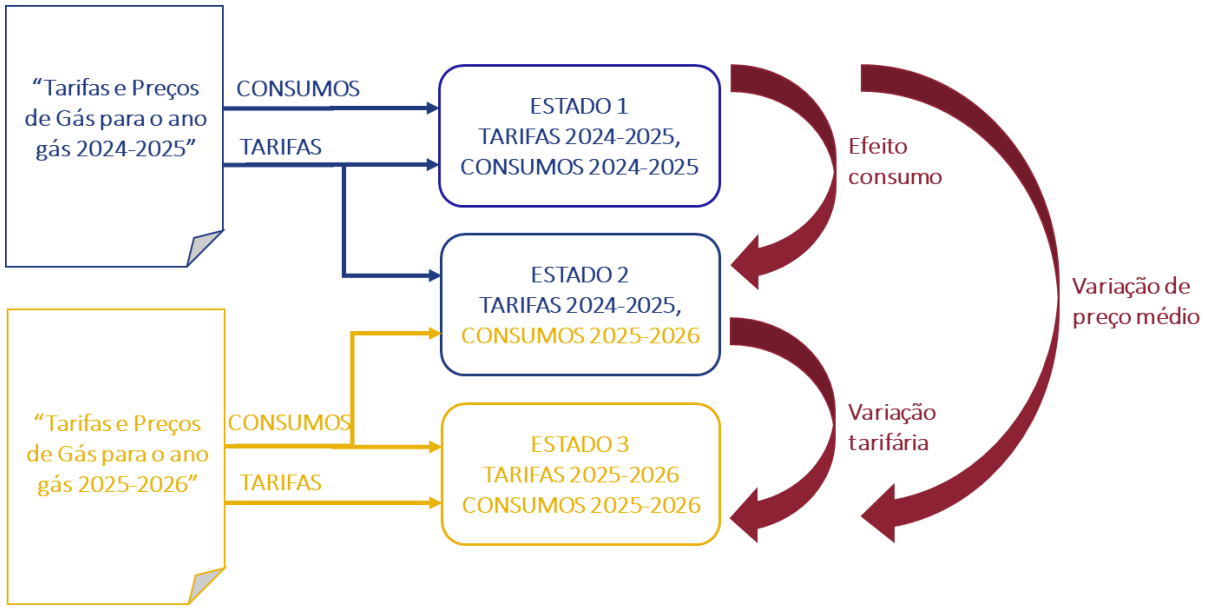
No presente capítulo apresentam-se os impactes verificados nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2025-2026. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais; e iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

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

- "Tarifas 2024-2025, consumos 2024-2025": O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2024-2025, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2024-2025, conforme o documento "Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2024-2025" da ERSE;
- "Tarifas 2024-2025, consumos 2025-2026": O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos propostos para 2025-2026, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano gás 2024-2025;
- "Tarifas 2025-2026, consumos 2025-2026": O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas do ano gás 2025-2026 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 2025-2026, 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 2025-2026

Unidade: milhares de euros

	Receitas	Receitas, por entidade					
	Total	OTGNL	OAS	OLMCA	ORT	ORD	CURr
Tarifas por atividade							
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	24 786	24 786					
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	21 077		21 077				
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	74 244				70 657	21 658	1 477
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	29 559			297	29 460	15 298	1 043
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	792				3 709	-479	-768
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	259 444					259 444	57 773
Tarifa de Energia	28 761						28 761
Tarifa de Comercialização	13 660						13 660
Sub-total	**452 323**	**24 786**	**21 077**	**297**	**103 827**	**295 921**	**101 945**
Outros valores							
Desconto social	-2 922					-2 922	-567
Desconto por aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP	-7 875					-7 875	
Diferencial de equilíbrio com o mercado livre (fornecimento supletivo)	2 184						2 184,302
Sub-total	**-8 613**	**0**	**0**	**0**	**0**	**-10 798**	**1 617**
TOTAL	**443 710**	**24 786**	**21 077**	**297**	**103 827**	**285 123**	**103 562**

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 [49] (secção 3.3), designadamente a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema [50].

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 [51]. A soma destas tarifas reguladas forma a tarifa de Acesso às Redes (secção 3.6).

[49] Para mais informação, consulte a informação relativa ao Quadro 6-2.
[50] A tarifa de Uso Global do Sistema subdivide-se na Parcela I e na Parcela II.
[51] 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<.

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 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 [52].
- No caso das tarifas aplicadas pelo ORT [53], as receitas a recuperar pelo ORT junto dos utilizadores que não sejam ORD [54] e as receitas a recuperar pelos ORD junto dos clientes finais [55], 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.

[52] 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.
[53] Designadamente, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema.
[54] Inclui agentes de mercado e clientes em AP, designadamente os centros eletroprodutores, os clientes industriais em AP e as UAG propriedade de clientes.
[55] Inclui clientes finais dos mercados regulado e liberalizado.

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 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 2025-2026

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
Tarifas por atividade					
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	70 657	19 784	2 879	18 072	29 923
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	29 460			15 200	14 261
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	3 709			2 438	1 271
TOTAL	**103 827**	**19 784**	**2 879**	**35 709**	**45 455**

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 2025-2026, 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 2024-2025 e 2025-2026.

Na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (UTRAR) verifica-se um acréscimo do preço médio (+5,9%), decorrente do acréscimo da variação tarifária (+8,3%) e em sentido contrário da diminuição do efeito consumo (-2,3%).

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo (UAS) regista um acréscimo do preço médio (+8,5%) decorrente essencialmente do acréscimo tarifário (+8,3%) e do ligeiro acréscimo do efeito consumo (+0,2%).

A tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) do operador da rede de transporte regista um incremento do preço médio (+8,9%), impulsionada por um acréscimo da variação tarifária (+6,4%) e, no mesmo sentido, por um aumento do efeito consumo (+2,3%).

No que se refere à tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), verifica-se um acréscimo do preço médio (+45,6%), devido essencialmente à variação tarifária (+45,2%).

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

Tarifa	Preço médio 2024-2025	Preço médio 2025-2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	**0,50 EUR/MWh** Receitas: 27 303 kEUR Quantidades: 54 789 GWh	**0,53 EUR/MWh** Receitas: 24 786 kEUR Quantidades: 46 988 GWh	+5,9%	**+8,3%**	-2,3%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	**5,53 EUR/MWh** Receitas: 20 163 kEUR Quantidades: 3 646 GWh	**6,00 EUR/MWh** Receitas: 21 077 kEUR Quantidades: 3 512 GWh	+8,5%	**+8,3%**	+0,2%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	**1,29 EUR/MWh** Receitas: 74 971 kEUR Quantidades: 58 197 GWh	**1,40 EUR/MWh** Receitas: 70 657 kEUR Quantidades: 50 375 GWh	+8,9%	**+6,4%**	+2,3%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	**0,55 EUR/MWh** Receitas: 28 865 kEUR Quantidades: 52 612 GWh	**0,80 EUR/MWh** Receitas: 33 169 kEUR Quantidades: 41 513 GWh	+45,6%	**+45,2%**	+0,3%

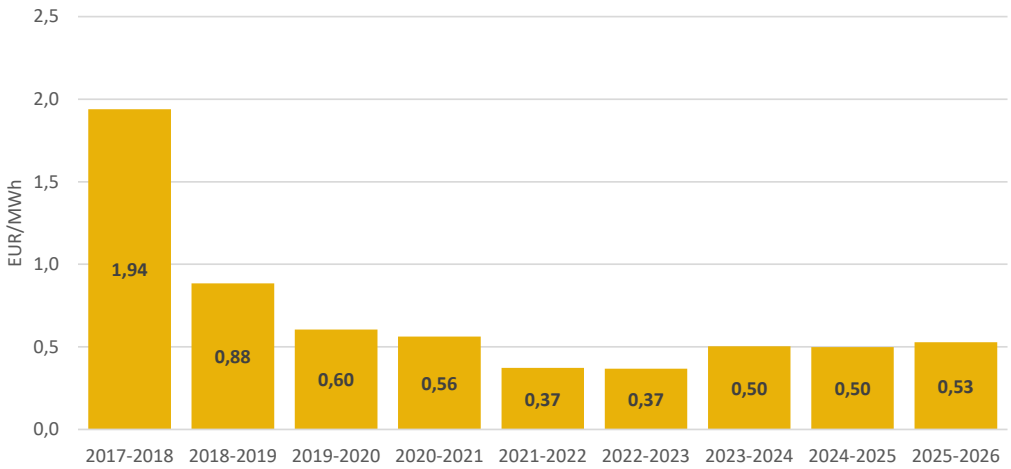
Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

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 2017-2018 e 2025-2026.

O nível do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL encontrava-se excecionalmente 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 que permitiram reduzir

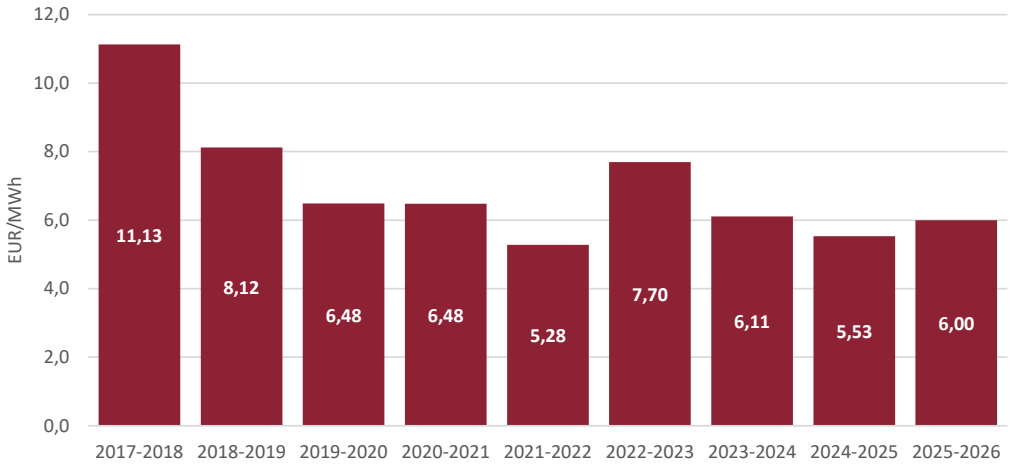
o nível de proveitos a recuperar pelas tarifas. No ano gás 2025-2026 verifica-se que o preço médio está próximo do preço médio verificado nos dois anos gás anteriores.

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



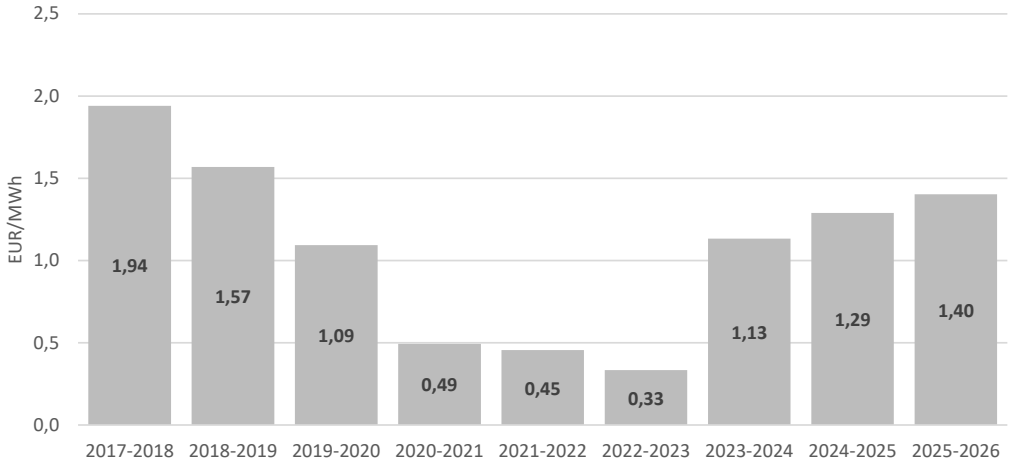
O preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo teve reduções significativas desde o ano gás 2017-2018 até ao ano gás 2021-2022, devido a desvios de quantidades que originaram receitas a devolver e a prémios de leilão do processo de atribuição de capacidade em pontos de entrada na rede de transporte, que permitiram reduzir os proveitos a recuperar por esta tarifa. No ano gás 2022-2023 assistiu-se à reposição parcial do nível tarifário, em conjugação com uma redução significativa da procura, que conduziu a este acréscimo tarifário. Para o ano gás 2025-2026 assiste-se a um ligeiro acréscimo 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 teve reduções significativas desde o ano gás 2017-2018, 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 2023-2024 e 2024-2025, assistiu-se à reposição parcial do nível tarifário, em conjugação com uma redução significativa da procura, que conduziu a este acréscimo tarifário. Para o ano gás 2025-2026 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



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 2024-2025 para o ano gás 2025-2026.

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 2024-2025	Preço médio 2025-2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Pontos de Entrada	**0,36 EUR/MWh** Receitas: 20 992 kEUR Quantidades: 58 197 GWh	**0,39 EUR/MWh** Receitas: 19 784 kEUR Quantidades: 50 375 GWh	+8,9%	**+6,0%**	+2,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Pontos de Saída	**0,93 EUR/MWh** Receitas: 53 979 kEUR Quantidades: 58 197 GWh	**1,01 EUR/MWh** Receitas: 50 873 kEUR Quantidades: 50 375 GWh	+8,9%	**+6,6%**	+2,1%

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.

A Figura 6-7 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD) do ano gás 2024-2025 para o ano gás 2025-2026. Verifica-se que o preço médio aumenta (+10,2%), impulsionado essencialmente por um acréscimo tarifário (+8,3%) e pelo efeito consumo (+1,8%).

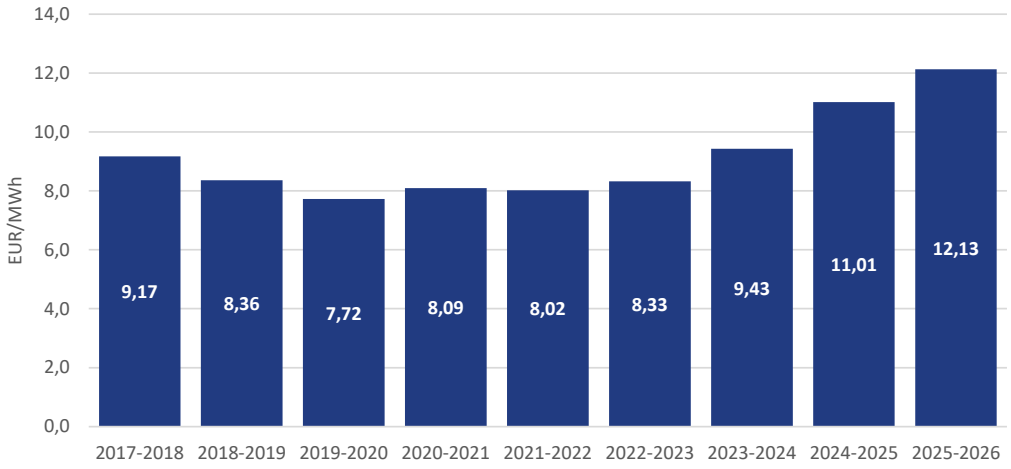
Figura 6-7 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Tarifa	Preço médio 2024-2025	Preço médio 2025-2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	**11,02 EUR/MWh** Receitas: 241 342 kEUR Quantidades: 21 905 GWh	**12,14 EUR/MWh** Receitas: 259 444 kEUR Quantidades: 21 377 GWh	+10,2%	**+8,3%**	+1,8%

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 2017-2018 e 2025-2026. Verifica-se um ligeiro decréscimo do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição desde o ano gás 2017-2018 até ao ano gás 2019-2020. A partir do ano gás 2021-2022, assiste-se a um acréscimo do preço médio, sendo que nos últimos três anos gás (2023-2024, 2024-2025 e 2025-2026), 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 [56], as quais são suportadas apenas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negoceiam 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 decréscimo do preço médio (-13,5%), idêntico ao efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de Comercialização, o decréscimo previsto é de -0,9% no preço médio, que resulta do efeito conjugado do acréscimo da variação tarifária (+8,0%) e do decréscimo do efeito consumo (-8,3%).

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

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

Tarifa	Preço médio 2024-2025	Preço médio 2025-2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	**22,85 EUR/MWh** Receitas: 26 402 kEUR Quantidades: 1 155 GWh	**19,78 EUR/MWh** Receitas: 26 020 kEUR Quantidades: 1 316 GWh	-13,5%	**-13,5%**	+0,0%
Tarifa de Comercialização	**10,40 EUR/MWh** Receitas: 12 020 kEUR Quantidades: 1 155 GWh	**10,31 EUR/MWh** Receitas: 13 564 kEUR Quantidades: 1 316 GWh	-0,9%	**+8,0%**	-8,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (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 2024-2025 e 2025-2026, 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 média pressão (MP), para os clientes em baixa pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 (BP>) e para os clientes em baixa pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m^3 (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: +11,7% para os CEP, +23,0% para os clientes em AP, +13,1% em MP, +9,9% em BP> e +8,5% em BP<. No caso dos CEP, a variação dos preços médios é devida, em grande parte, à redução de consumo, enquanto que para os clientes em AP, MP, BP> e BP< a variação tarifária é dominante.

Figura 6-10 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente [57]

Tarifa de Acesso às Redes	Preço médio 2024-2025	Preço médio 2025-2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores em Alta Pressão	**1,79 EUR/MWh** Receitas: 34 924 kEUR Quantidades: 19 542 GWh	**2,91 EUR/MWh** Receitas: 25 784 kEUR Quantidades: 8 855 GWh	+62,9%	**+11,7%**	+45,9%
Clientes industriais em Alta Pressão	**1,46 EUR/MWh** Receitas: 16 280 kEUR Quantidades: 11 124 GWh	**1,75 EUR/MWh** Receitas: 19 671 kEUR Quantidades: 11 240 GWh	+19,6%	**+23,0%**	-2,8%
Clientes em Média Pressão	**4,05 EUR/MWh** Receitas: 57 818 kEUR Quantidades: 14 277 GWh	**4,63 EUR/MWh** Receitas: 63 371 kEUR Quantidades: 13 680 GWh	+14,4%	**+13,1%**	+1,2%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³	**15,24 EUR/MWh** Receitas: 56 559 kEUR Quantidades: 3 712 GWh	**17,00 EUR/MWh** Receitas: 66 459 kEUR Quantidades: 3 910 GWh	+11,6%	**+9,9%**	+1,6%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³	**40,29 EUR/MWh** Receitas: 157 712 kEUR Quantidades: 3 915 GWh	**43,86 EUR/MWh** Receitas: 166 091 kEUR Quantidades: 3 787 GWh	+8,9%	**+8,5%**	+0,4%

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.

[57] 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

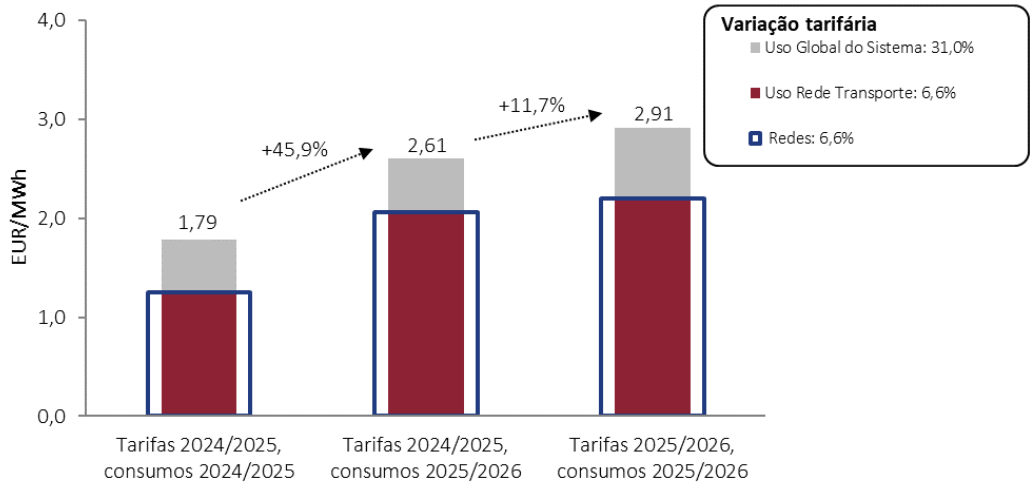


Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão – clientes industriais

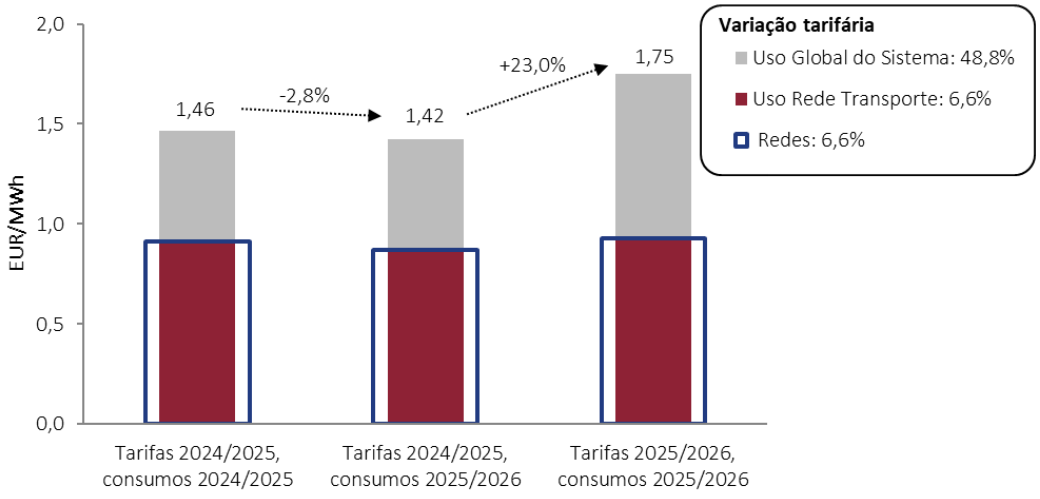


Figura 6-13 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

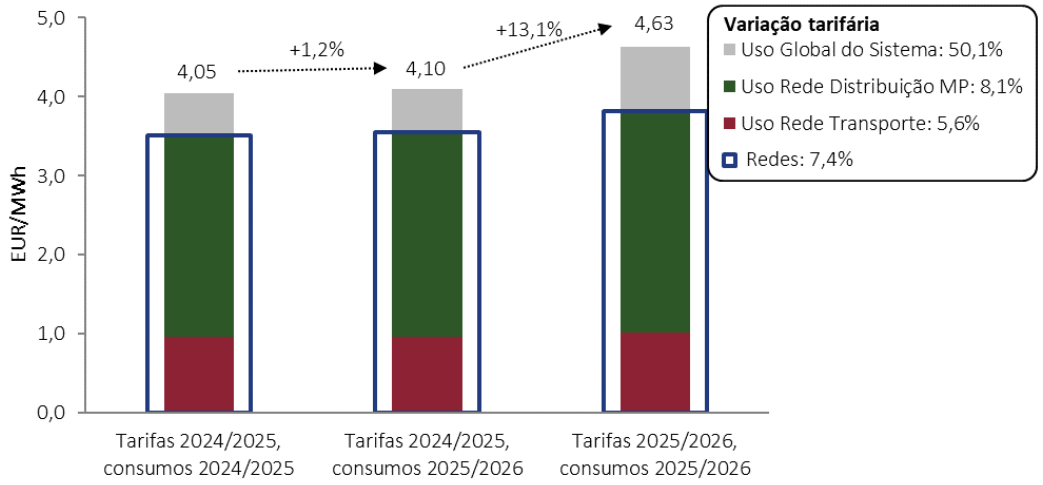


Figura 6-14 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³

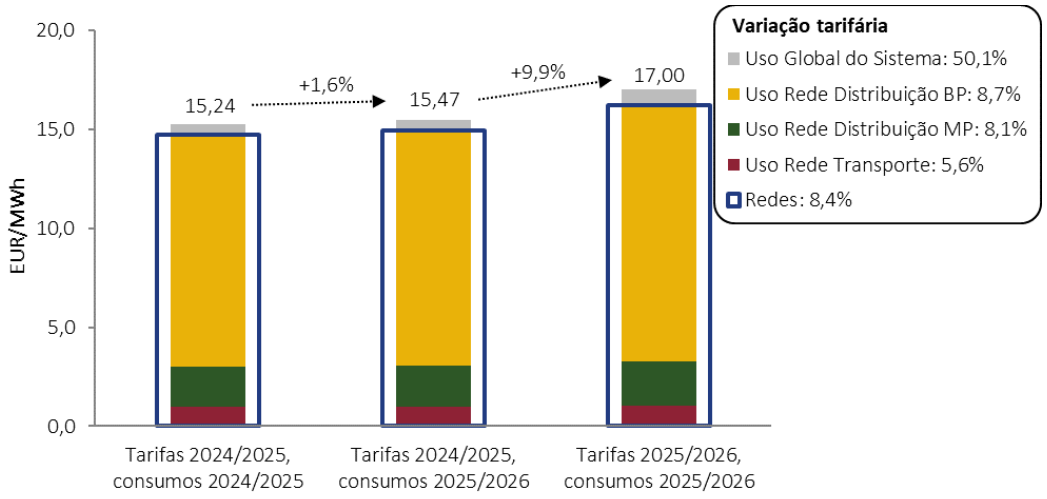
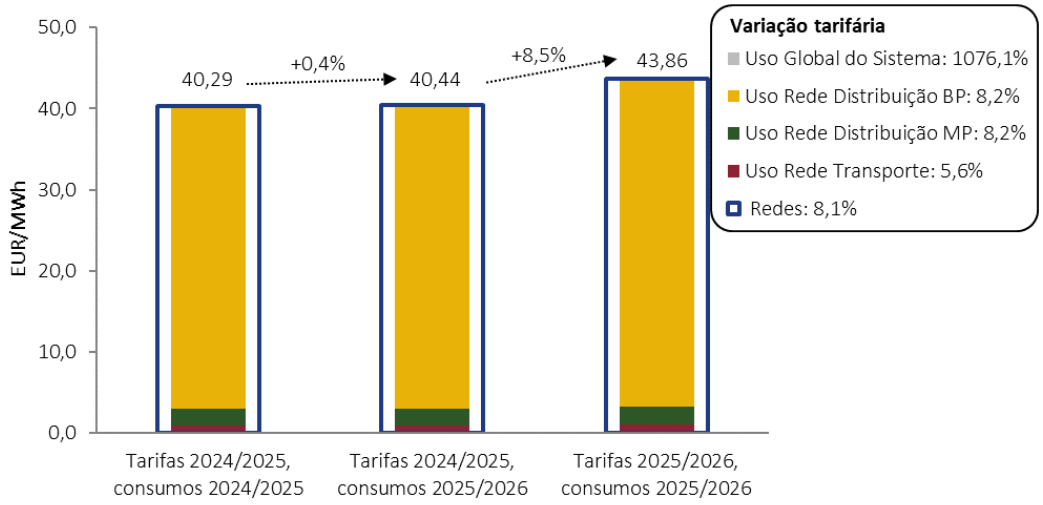


Figura 6-15 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³



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 2017-2018 e 2025-2026.

Observa-se que o nível das tarifas era excecionalmente 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.

Com o agravamento das tarifas de Acesso às Redes desde o ano gás 2023-2024, o preço médio no ano gás 2025-2026 ultrapassa o nível registado no início do período em análise, com exceção dos CEP.

Figura 6-16 - Evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em AP (CEP e Industriais) e MP, entre 2017-2018 e 2025-2026

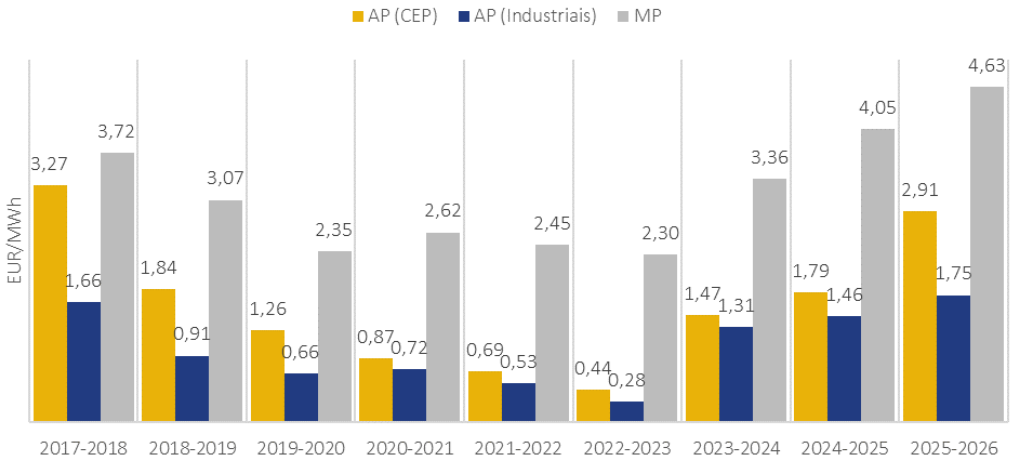
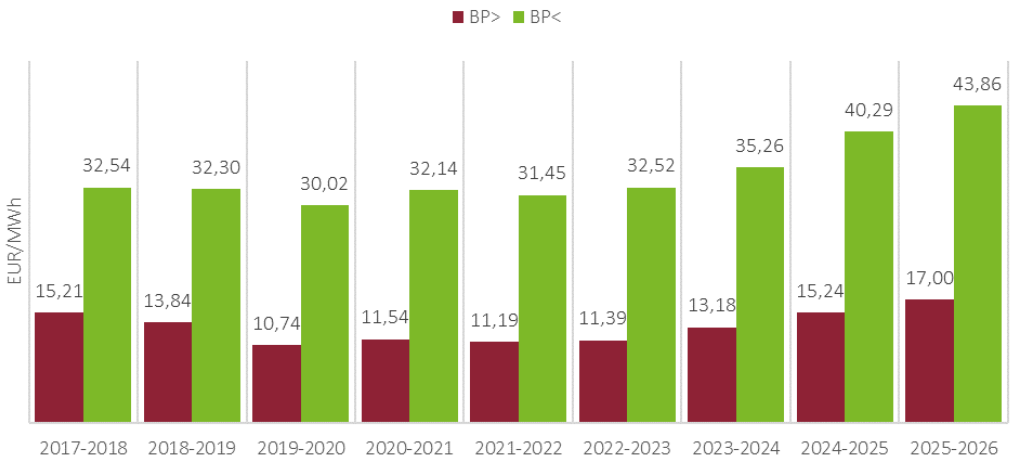


Figura 6-17 - Evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em BP> e BP<, entre 2017-2018 e 2025-2026



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 Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de

Transporte 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

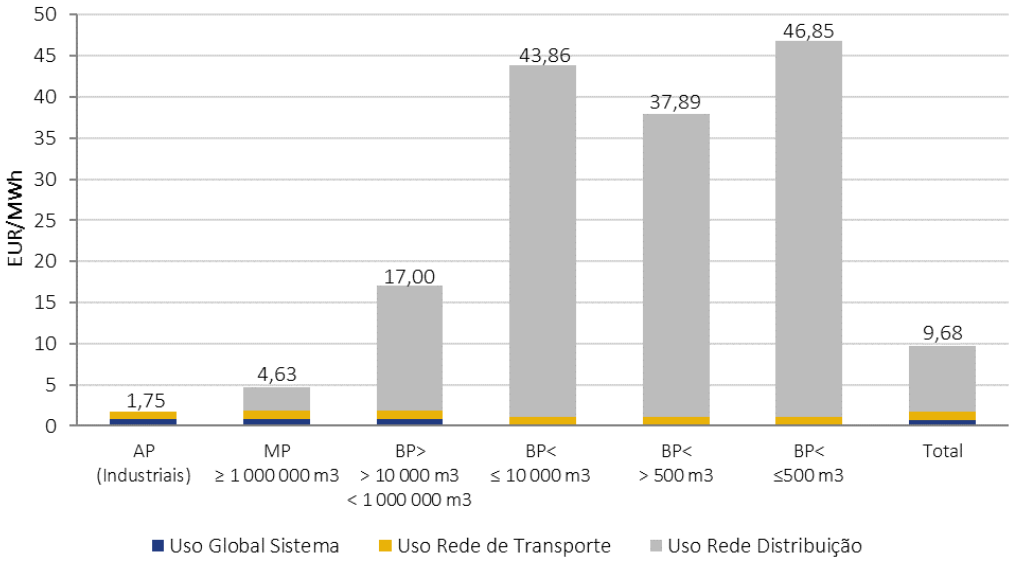
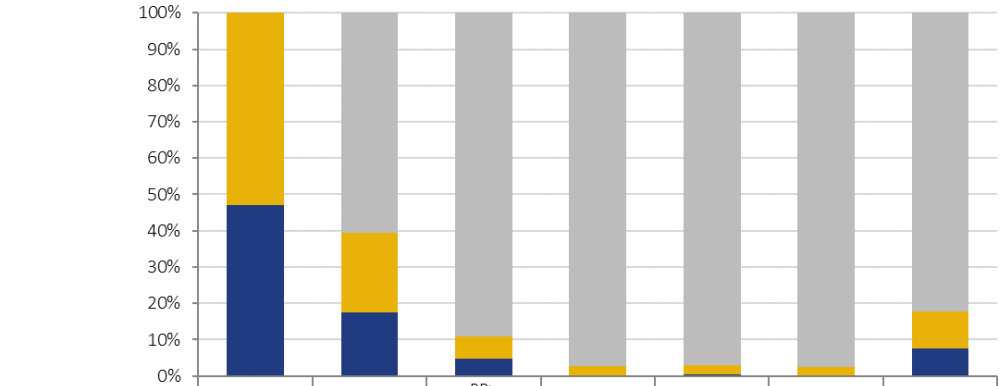


Figura 6-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, por tarifa

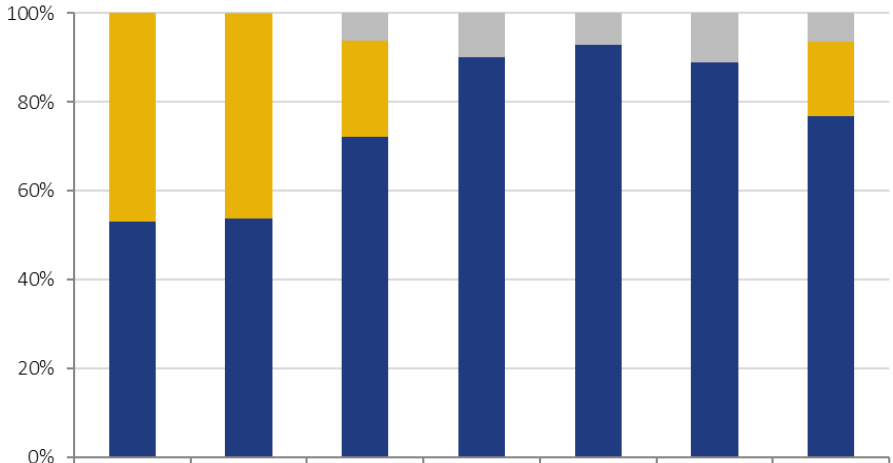


	AP (Industriais)	MP ≥ 1 000 000 m3	BP> > 10 000 m3 < 1 000 000 m3	BP< ≤ 10 000 m3	BP< > 500 m3	BP< ≤ 500 m3	Total
Uso Rede Distribuição		60,6%	89,2%	97,4%	97,0%	97,6%	82,2%
Uso Rede de Transporte	53,0%	21,8%	6,0%	2,3%	2,7%	2,2%	10,2%
Uso Global Sistema	47,0%	17,6%	4,8%	0,3%	0,3%	0,3%	7,6%

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 Centros Eletroprodutores.

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 Uso Global do Sistema é faturada unicamente através do termo de energia. No caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo ORT a clientes ligados em AP, esta é faturada através do termo de capacidade, enquanto que a tarifa de Uso da Rede de Transporte 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 Uso da Rede de Distribuição 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



	AP (Industriais)	MP ≥ 1 000 000 m3	BP> > 10 000m3 < 1 000 000 m3	BP< ≤ 10 000 m3	BP< > 500 m3	BP< ≤ 500 m3	Total
Termo Tarifário Fixo		0,1%	6,1%	9,9%	7,1%	11,0%	6,5%
Capacidade	47,0%	46,0%	21,7%				16,8%
Energia	53,0%	53,9%	72,1%	90,1%	92,9%	89,0%	76,7%

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 2024-2025 e 2025-2026. 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 2024-2025 e 2025-2026, 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 2025-2026".

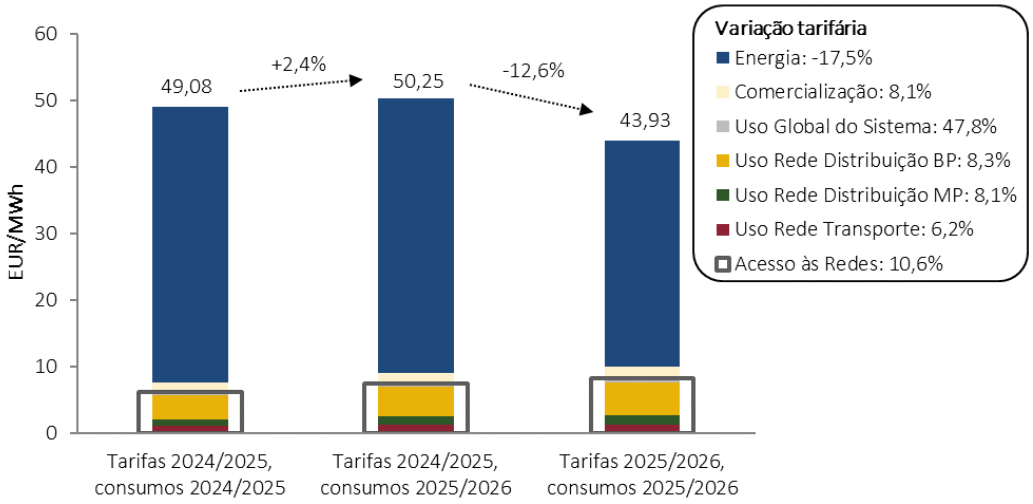
Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão. De referir que as variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2024-2025.

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

Na Figura 6-21, apresentam-se as variações tarifárias por atividade [58]: -17,5% para a Energia, +8,1% para a Comercialização, +47,8% para o Uso Global do Sistema, +8,3% para o Uso da Rede de Distribuição em BP, +8,1% para o Uso da Rede de Distribuição em MP e +6,2% para o Uso da Rede de Transporte.

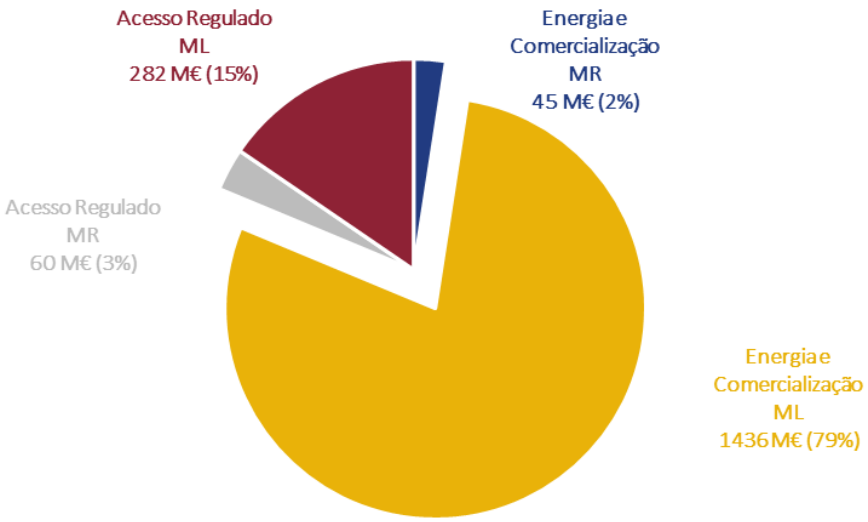
[58] As tarifas apresentadas nesta secção referem-se às Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás (secção 0).

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



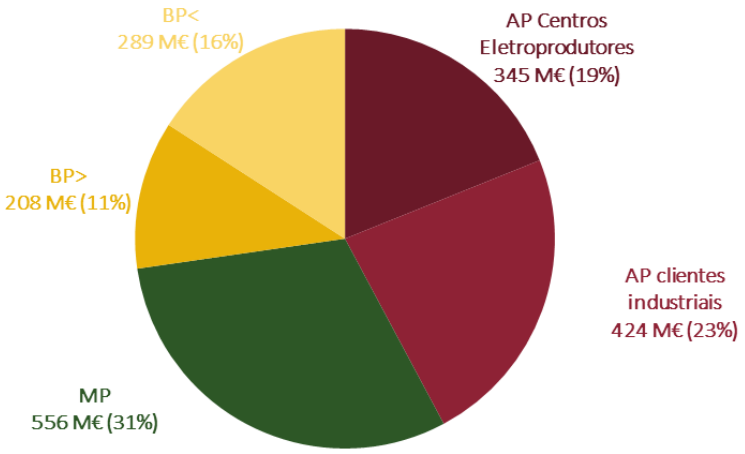
O preço médio de referência de venda a clientes finais no ano gás 2025-2026 baseia-se nas receitas previstas para o setor do gás no respetivo ano gás, sendo de destacar o reduzido peso dos CURr nas receitas do setor, cerca de 6% (Acesso Regulado MR + Energia e Comercialização MR), que compara com cerca de 94% 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 341 milhões de euros (Acesso Regulado MR + Acesso Regulado ML), cerca de 19% das receitas do setor.

Figura 6-22 - Estrutura das receitas do setor do gás, no ano gás 2025-2026



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 2025-2026



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 2024-2025 e 2025-2026, para os diferentes níveis de pressão.

Registam-se variações tarifárias diferenciadas por nível de pressão: -15,8% para os CEP, -16,2% para os clientes industriais em AP, -14,8% em MP, -10,3% em BP> e +1,7% em BP<. Para os clientes em AP, MP e BP> observam-se decréscimos tarifários, enquanto para os clientes em BP< se observa um acréscimo tarifário [59].

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.

[59] Metodologia de cálculo deste diferencial encontra-se plasmado no documento "Estrutura Tarifária no Ano Gás 2025-2026".

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

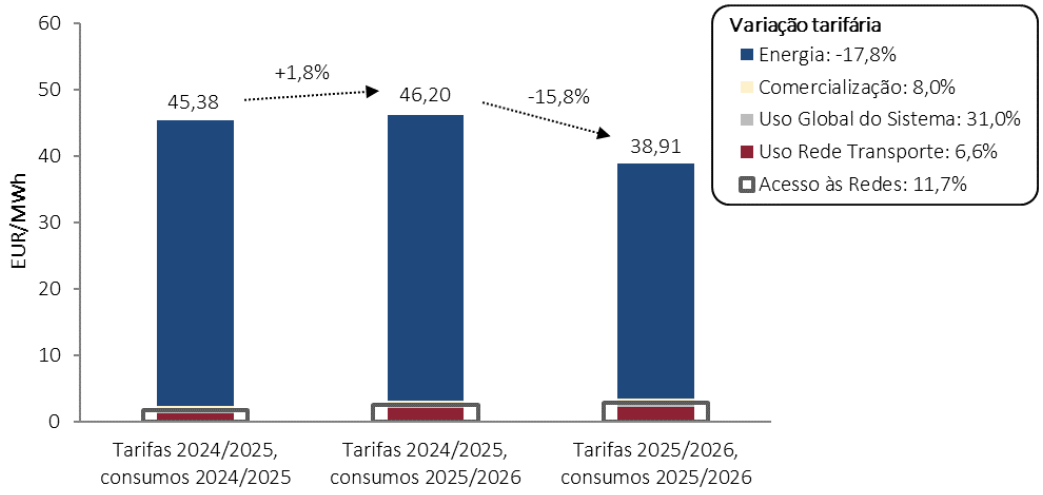


Figura 6-25 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

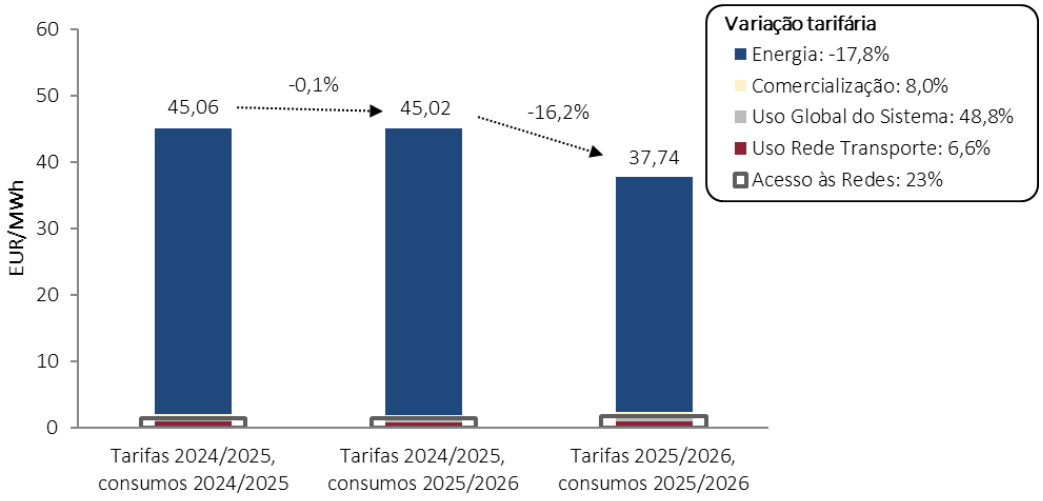


Figura 6-26 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP

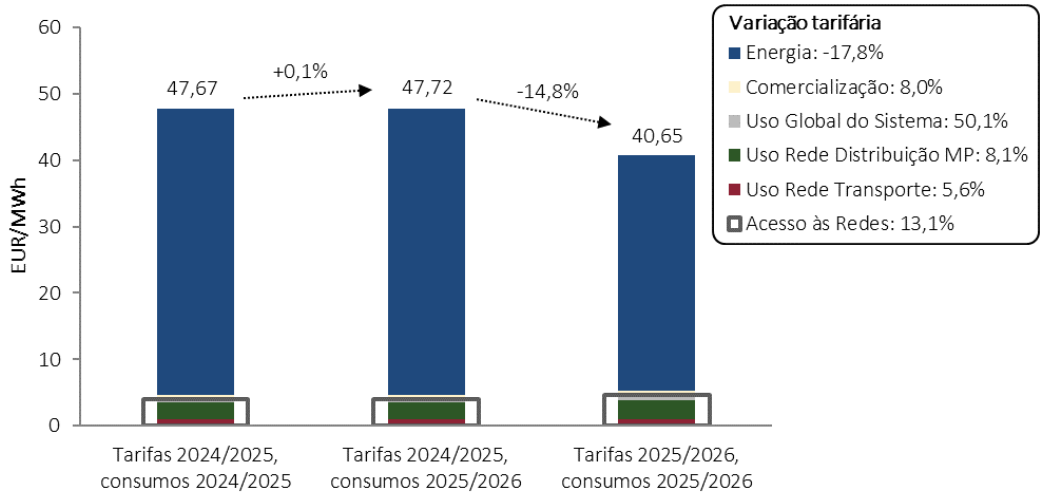


Figura 6-27 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>

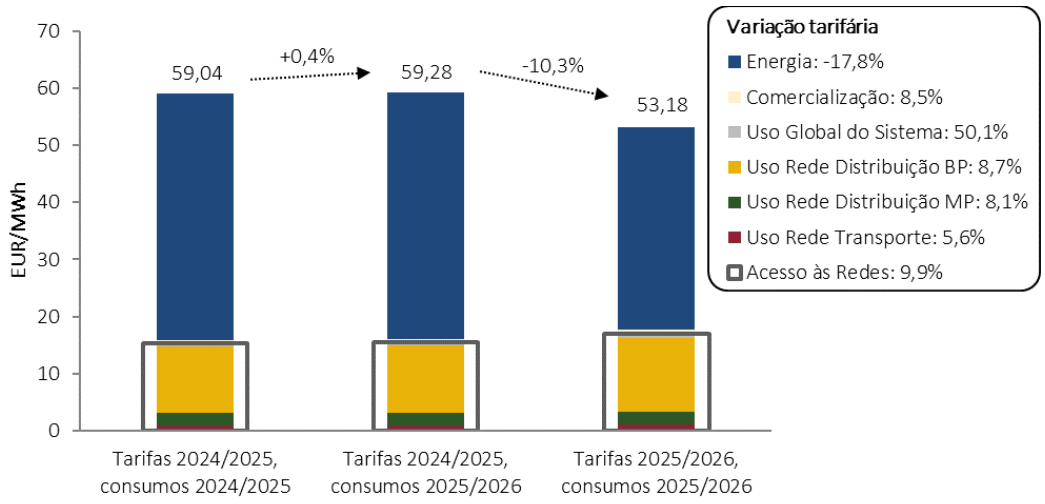
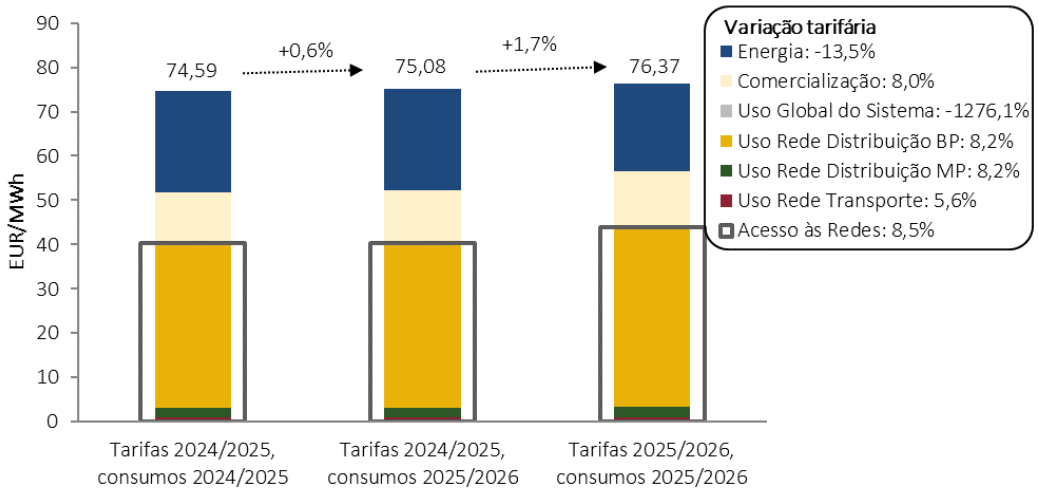


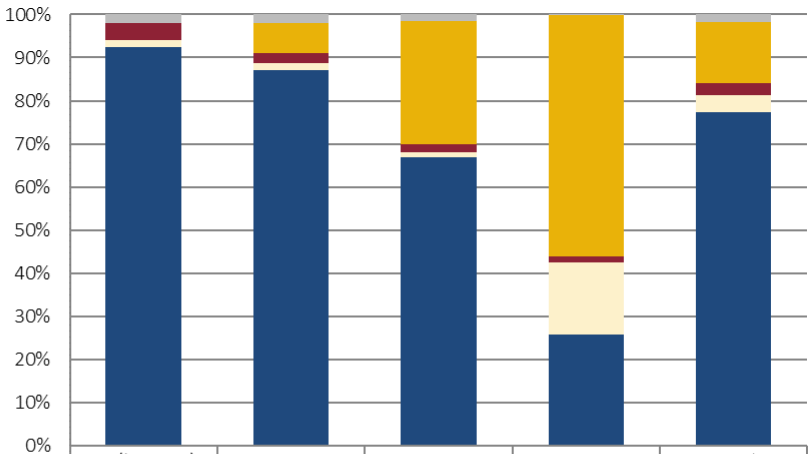
Figura 6-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<



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 Centros Eletroprodutores.

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



	AP (inc. CEP)	MP	BP>	BP<	Total
Uso Global do Sistema	2,0%	2,0%	1,5%	0,2%	1,7%
Uso da Rede de Distribuição	0,0%	6,9%	28,5%	55,9%	14,2%
Uso da Rede de Transporte	3,9%	2,5%	1,9%	1,3%	2,8%
Comercialização	1,6%	1,5%	1,2%	16,7%	3,9%
Energia	92,5%	87,1%	66,8%	25,9%	77,4%

6.4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO EM BP<

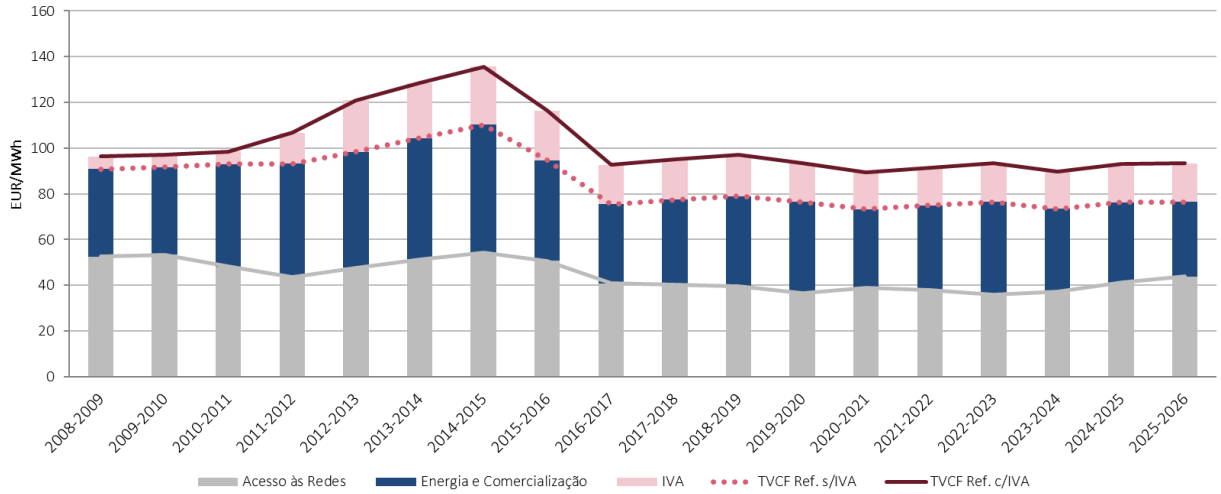
Na Figura 6-30 apresenta-se a evolução da decomposição do preço médio de referência de Venda a Clientes Finais em BP<, a preços constantes de 2025, desde o ano gás 2008-2009, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento do IVA de 6% para 23% [60] em 2012 e o acréscimo da parcela Energia e Comercialização 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. Destaca-se também a redução do Acesso às Redes [61], a preços constantes, sujeito à regulação da ERSE, entre os anos gás 2014-2015 e 2022-2023. Para o ano gás 2025-2026, prevê-se um acréscimo da parcela de Acesso às Redes e um decréscimo da parcela de Energia e Comercialização.

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

[61] O Acesso às Redes inclui as tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, a partir do ano gás 2018-2019 (OLMC), de Uso da Rede de Transporte (URT) e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD de MP e URD de BP). A partir do ano gás 2023-2024 o Acesso às Redes não inclui a tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).

Figura 6-30 - Evolução do preço de referência de Venda a Clientes Finais em BP<

(preços constantes de 2025)

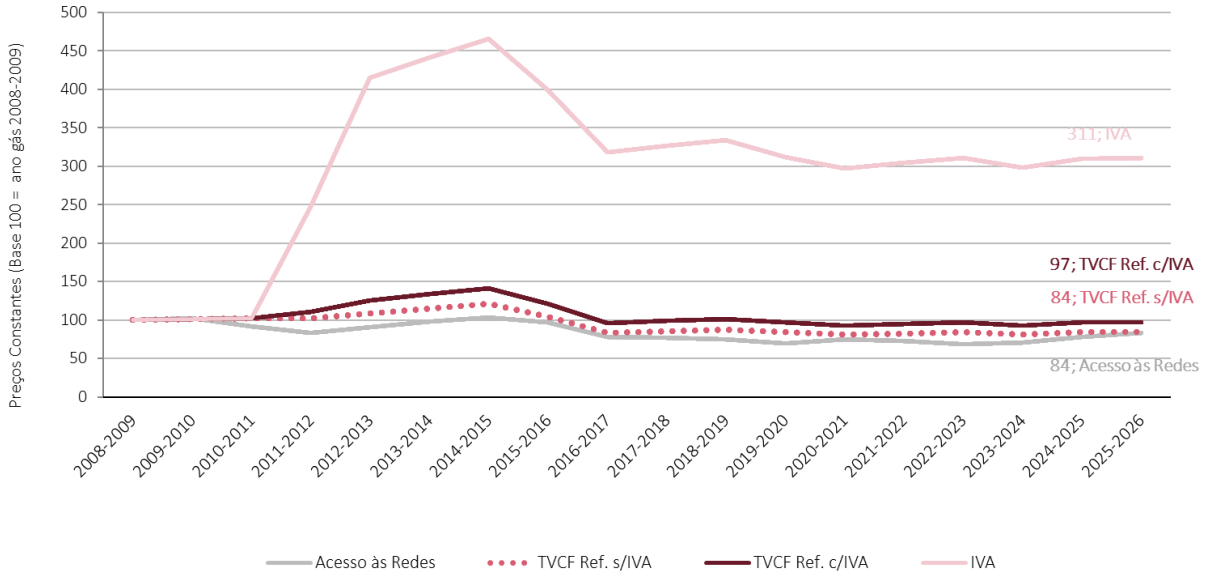


Legenda: «TVCF Ref.» - Preço de referência de Venda a Clientes Finais.

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 2025. A componente de acesso às redes, sujeita à regulação da ERSE, observou desde o início da regulação uma redução de -16%. Em sentido contrário, o IVA observou um acréscimo de +211% [62]. Verifica-se que o preço de referência de Venda a Clientes Finais sem IVA, em BP<, observou uma redução de -16%.

[62] 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.

Figura 6-31 - Evolução das componentes dos preços de referência de Venda a Clientes Finais em BP< (preços constantes de 2025)



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 m^3, 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 m^3 entre os anos gás 2024-2025 e 2025-2026. Esta tarifa regista um desagravamento do preço médio (-0,1%), em resultado do incremento tarifário (+1,5%), compensado pela redução, em maior amplitude, do efeito consumo (-1,6%).

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

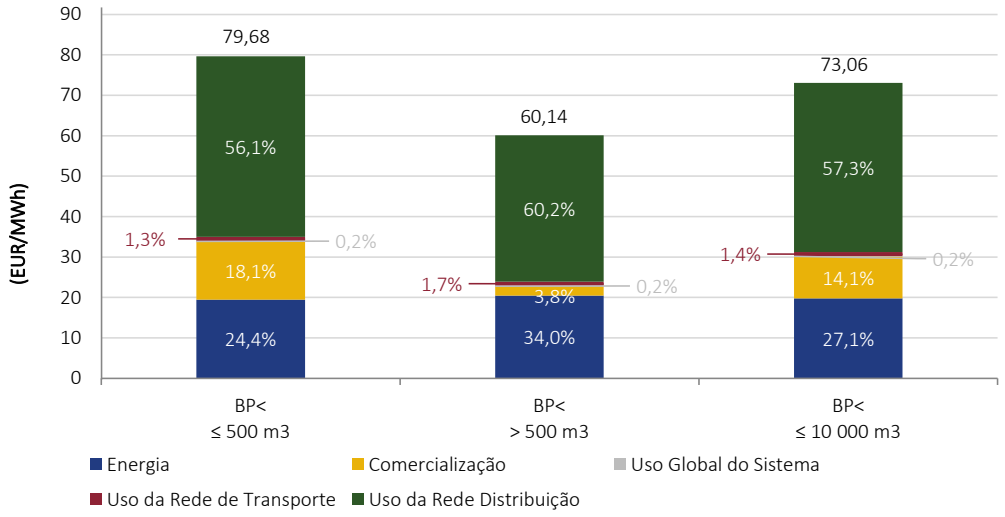
Tarifa	Preço médio 2024-2025	Preço médio 2025-2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BP< 10 000 m³/ano	**73,16 EUR/MWh** Receitas: 84 519 kEUR Quantidades: 1 155 GWh	**73,06 EUR/MWh** Receitas: 96 120 kEUR Quantidades: 1 316 GWh	-0,1%	**+1,5%**	-1,6%

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

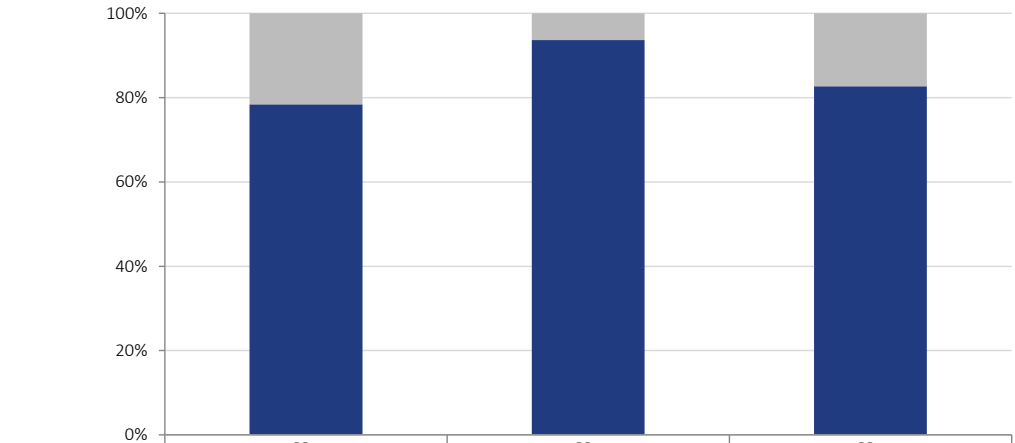
Na figura seguinte apresenta-se a estrutura do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, pelas várias tarifas que a compõem: tarifa de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso Global 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 m^3 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 m^3, com decomposição por variável de faturação



	BP< ≤ 500 m3	BP< > 500 m3	BP< ≤ 10 000 m3
Termo Tarifário Fixo	21,6%	6,3%	17,3%
Energia	78,4%	93,7%	82,7%

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 m^3. 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 [63], 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

[63] Informação recolhida do simulador da ERSE a 27 de maio de 2025.

ausência de restrições contratuais [64]. 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.

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 2024-2025 e 2025-2026, 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 +8,2%, +8,7% e +8,4%, respetivamente.

Quadro 6-4- Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo

	Ano gás 2024-2025	Ano gás 2025-2026	Variação	
	EUR	*EUR*	*EUR*	*%*
Consumidor 1	70,89 €	76,71 €	5,82 €	+8,2%
Consumidor 2	138,96 €	151,08 €	12,12 €	+8,7%
Consumidor 3	276,38 €	299,53 €	23,15 €	+8,4%

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 [65] e a componente de taxas e impostos [66].

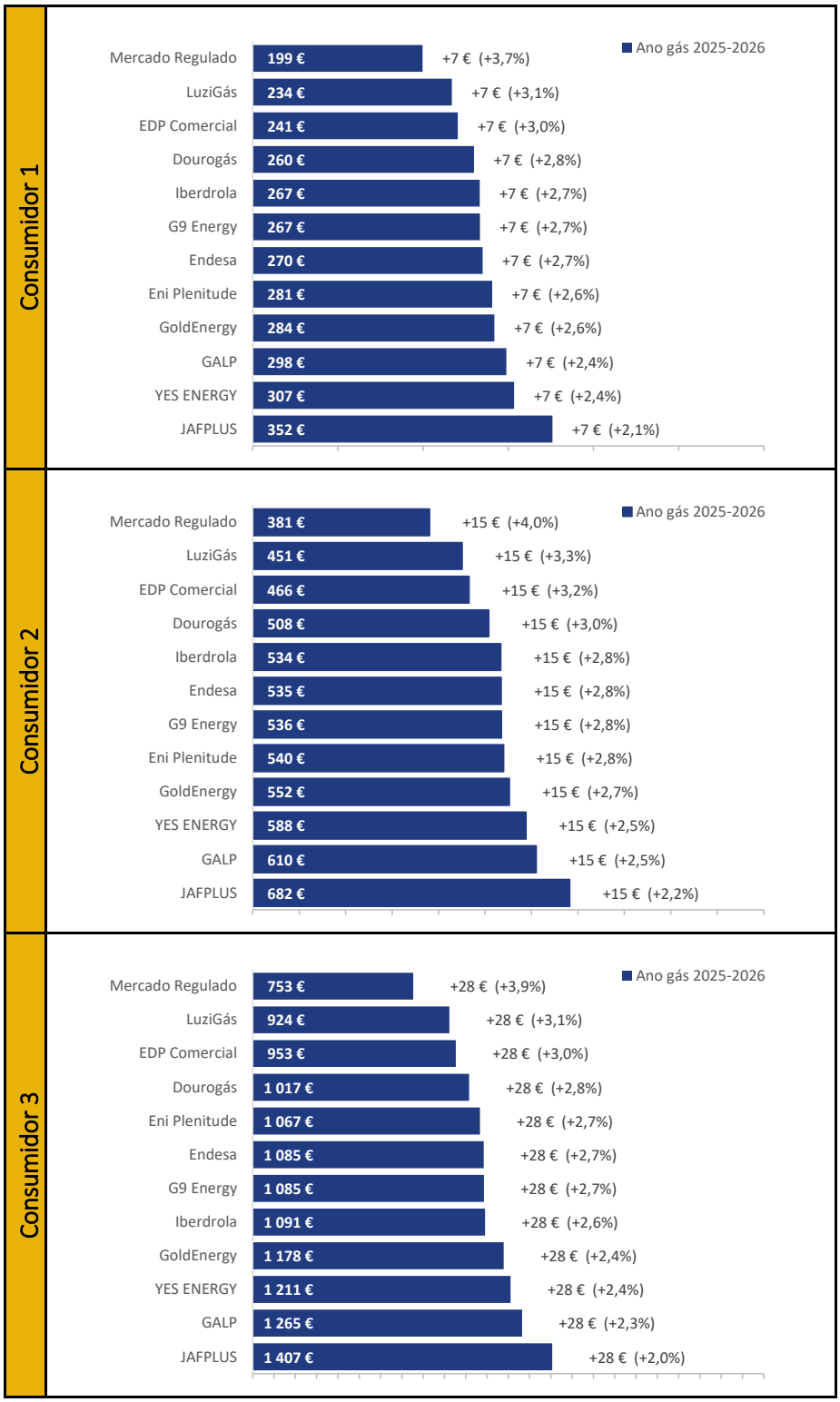
[64] As ofertas padrão da análise não incluem os seguintes casos: ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com indexação ao mercado Spot, ofertas com serviços adicionais obrigatórios, ofertas para novos clientes e ofertas com descontos ou reembolsos específicos.

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

[66] 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.

O Quadro 6-5 apresenta a fatura total anual para o ano gás 2025-2026, admitindo que os comercializadores atualizam nas suas ofertas atuais, à data de 27 de maio de 2025, 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 64. As figuras, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacte absoluto e percentual por via da variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes a verificar no ano gás 2025-2026, incluindo o efeito da taxa do IVA.

Quadro 6-5 - Fatura anual no ano gás 2025-2026 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Oferta padrão mais competitiva de cada comercializador, a 27 de maio de 2025, adicionada do impacte da tarifa Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 (com efeito de IVA). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 64 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 2025-2026, 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 +2,6%, +2,7% e +2,6% para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente. 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 2025-2026 tem em conta, designadamente, os seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Declaração de Retificação n.º 15-A/2024/1, de 5 de março	Retifica o Decreto-Lei n.º 4/2024, de 5 de janeiro, que institui o mercado voluntário de carbono e estabelece as regras para o seu funcionamento.
Portaria n.º 115/2024/1, de 25 de março	Primeira alteração à Portaria n.º 366/2013, de 23 de dezembro, que estabelece o procedimento de atribuição de licenças para a exploração de postos de enchimento de gás natural veicular (GNV), em regime de serviço público ou privativo, nas modalidades de gás natural comprimido (GNC) e de gás natural liquefeito (GNL), determina a regulamentação de segurança aplicável ao projeto, construção, exploração e manutenção de postos de enchimento de GNL e revoga a Portaria n.º 468/2002, de 24 de abril
Despacho n.º 3259-A/2024, de 26 de março	Determina a tarifa social de fornecimento de gás natural em 2024-2025
Diretiva n.º 12/2024, de 10 de abril	Aprova a metodologia de preço de referência a aplicar na determinação das tarifas de uso da rede de transporte e o desconto a aplicar nos pontos de entrada a partir de instalações de armazenamento e nos pontos de saída para instalações de armazenamento.
Despacho n.º 5971 A/2024, de 27 de maio	Torna pública a abertura de procedimento concorrencial, sob a forma de leilão eletrónico, para a compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável.
Diretiva n.º 15/2024, de 28 de maio	Procede à alteração ao regime de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG, aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) através da Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril, o qual passa a ter a redação constante do anexo I do presente diploma.
Despacho n.º 6457 B/2024, de 7 de junho	Designação do júri do procedimento concorrencial para a compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, para injeção na Rede Pública de Gás.
Despacho n.º 7224 A/2024, de 2 de julho	Altera o n.º 2 do artigo 13.º e o n.º 8 do artigo 14.º do programa do procedimento concorrencial para a compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, publicado pelo Despacho n.º 5971-A/2024, de 24 de maio

Diploma	Assunto
Despacho n.º 8420/2024, de 26 de julho	Devolução de 200 milhões de euros do Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás para a Agência de Gestão da Tesouraria e da Dívida Pública — IGCP, E. P. E., ao abrigo do disposto do Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro, na sua redação atual, e do Decreto-Lei n.º 79-A/2023, de 4 de setembro.
Resolução do Conselho de Ministros n.º 145/2024, de 23 de outubro	Autoriza o Fundo Ambiental a realizar despesa para remuneração do comercializador de último recurso grossista no âmbito do procedimento concorrencial de leilão eletrónico dos gases renováveis biometano e hidrogénio.
Decreto-Lei n.º 101/2024, de 4 de dezembro	Procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, que estabelece o regime jurídico do comércio europeu de licenças de emissão de gases com efeito de estufa aplicável às instalações fixas, transpondo a Diretiva (UE) 2023/959.
Diretiva n.º 21/2024, de 11 de dezembro	Aprova os padrões para os indicadores gerais previstos nos artigos 98.º, 99.º e 100.º do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS).
Portaria n.º 355 A/2024/1, de 27 de dezembro	Fixa em 67,395 euros/tonelada de CO2 a taxa do adicionamento sobre as emissões de CO2.
Lei n.º 45-B/2024 de 31 de dezembro	Lei das Grandes Opções para 2024-2028.
Lei n.º 45-A/2024 de 31 de dezembro	Orçamento do Estado para 2025.
Despacho n.º 1604/2025, de 4 de fevereiro	Constituição do Grupo de Acompanhamento e Coordenação do Plano de Ação para o Biometano 2024-2040.
Despacho n.º 2791/2025, de 2 de janeiro, D.R. (II série) de 28 de fevereiro	Aprova o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás.
Decreto-Lei n.º 13-A/2025, de 10 de março	Estabelece as normas de execução do Orçamento do Estado para 2025.
Despacho n.º 3264/2025, de 20 de fevereiro, D.R. (II série) de 13 de março	Aprova o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás.
Despacho n.º 3495 C/2025, de 19 de março	Aprova, no âmbito do Decreto-Lei n.º 42-A/2016, de 12 de agosto, o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2025.

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 m3 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.

ANEXO II

SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AP	Alta pressão
BdP	Banco de Portugal
bbl	Barril de petróleo
BP	Baixa pressão
CAPEX	*Capital Expenditures* (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	*Operational Expenditure* (despesas operacionais): Fornecimentos e Serviços Externos + Gastos com Pessoal + Gastos e Perdas líquidos de Rendimentos e Ganhos que não resultam da aplicação da tarifa
ORD	Operadores de rede de distribuição
ORT	Operador de rede de transporte
OT	Obrigações do Tesouro
PIB	Produto Interno Bruto
RAB	*Regulatory asset base* (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 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás;
- Caracterização da procura de gás no ano gás 2025-2026;
- Estrutura tarifária no ano gás 2025-2026;
- Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás.