

ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2026-2027

Junho 2026

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

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	PROCESSO DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS	3
2.1	Aditividade tarifária	4
2.2	Variáveis de faturação	7
2.3	Custos eficientes.....	9
2.4	Determinação das tarifas.....	11
3	TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO.....	13
3.1	Estrutura geral da tarifa.....	13
3.2	Determinação dos custos incrementais	15
3.3	Opção tarifária do serviço agregado.....	17
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	21
4.1	Estrutura geral da tarifa.....	21
4.2	Determinação dos custos incrementais	22
5	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE.....	25
5.1	Estrutura geral da tarifa.....	25
5.2	Metodologia de preço de referência.....	27
5.3	Aplicação pelo operador da rede de transporte.....	34
5.4	Aplicação pelos operadores das redes de distribuição.....	37
6	PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO.....	39
6.1	Produtos de capacidade	39
6.2	Multiplicadores.....	41
6.3	Produtos de capacidade interruptível	43
7	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	47
8	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	49
8.1	Estrutura geral da tarifa.....	50
8.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	52
8.3	Custos incrementais	53
8.3.1	Discussão Metodológica	53
8.3.2	Custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BP	54
8.3.3	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	55
8.4	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Média Pressão e em Baixa Pressão > 10 000 m ³	56

8.4.1	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Média Pressão.....	56
8.4.2	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Baixa Pressão > 10 000 m ³	58
8.5	Opções tarifárias de acesso às redes de distribuição	59
8.6	Referencial de aplicação das tarifas aos consumidores finais	60
9	ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>	63
9.1	Caracterização dos consumos e da faturação dos consumidores faturados em baixa pressão e média pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	66
9.1.1	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	67
9.1.2	Consumidores faturados em média pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	69
9.2	Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo	72
9.2.1	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais na fronteira de 700 000 m ³	73
9.2.2	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais na fronteira de 1 000 000 m ³	75
9.2.3	Consumidores faturados em média pressão com consumos anuais na fronteira de 2 000 000 m ³	76
10	TARIFA DE ENERGIA	81
10.1	Tarifa de Energia para o fornecimento supletivo do CUR.....	82
11	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	89
12	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	91
13	ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE GÁS.....	97
13.1	Análise dos preços médios faturados	97
13.1.1	Evolução dos preços médios faturados	97
13.1.2	Evolução dos preços médios faturados no mercado regulado e no mercado livre	101
13.2	Análise das ofertas comerciais do mercado em BP<	104
13.2.1	Ofertas comerciais de gás natural em BP< no 1.º trimestre de 2026	105
13.2.1.1	Ofertas de gás natural	105
13.2.1.2	Ofertas duais	109
13.2.2	Evolução das ofertas comerciais de gás natural em BP<	112
13.2.2.1	Evolução da fatura mensal das ofertas de gás natural	112
13.2.2.2	Evolução da fatura mensal das ofertas duais.....	114
14	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS EM PORTUGAL E ESPANHA	117
14.1	Tarifa de Uso do Terminal	118

14.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	125
14.3	Tarifas de Acesso às redes de transporte	132
14.3.1	Comparação de preços para modulações constantes e diferentes níveis de consumo ...	134
14.3.2	Comparação de preços em função da modulação	136
ANEXO I ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO		145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função	19
Figura 3-2 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines com a tarifa agregada	19
Figura 5-1 - Comparação dos preços de referência entre anos gás	29
Figura 6-1 - Ilustração dos produtos de capacidade em Portugal.....	39
Figura 9-1 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP>, em (t) e (t-1).....	65
Figura 9-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em longas utilizações, por nível de pressão e por escalão de consumo	66
Figura 9-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Baixa Pressão.....	67
Figura 9-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão.....	68
Figura 9-5 - Curva de faturação e preço médio dos consumidores faturados em BP com consumos anuais entre 100 000 m ³ e 1 000 000 m ³	68
Figura 9-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Média Pressão	69
Figura 9-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores faturados em Média Pressão.....	70
Figura 9-8 - Curva de faturação e de preço médio dos consumidores faturados em MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	70
Figura 9-9 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total.....	74
Figura 9-10 - Benefício económico dos consumidores em BP> (100k – 700k m ³)	74
Figura 9-11 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total.....	75
Figura 9-12 - Benefício económico dos consumidores em BP>	76
Figura 9-13 - Número de consumidores com benefício na fatura total.....	77
Figura 10-1 - Evolução dos preços médios faturados pelos comercializadores no mercado livre	84
Figura 10-2 - Evolução dos preços da componente de energia no mercado livre e mercado regulado	85
Figura 10-3 - Evolução do diferencial da componente de energia	87
Figura 12-1 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BP<	94
Figura 12-2 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BP<	95
Figura 12-3 - Aditividade da tarifa transitória em BP<	96
Figura 13-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão	98
Figura 13-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo	99
Figura 13-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão.....	100
Figura 13-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo	101

Figura 13-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão	102
Figura 13-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo	102
Figura 13-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão.....	103
Figura 13-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo	103
Figura 13-9 - Ofertas de gás natural - Consumidor tipo 1.....	106
Figura 13-10 - Ofertas de gás natural - Consumidor tipo 2.....	108
Figura 13-11 - Ofertas de gás natural - Consumidor tipo 3.....	109
Figura 13-12 - Ofertas duais - Consumidor tipo 1.....	110
Figura 13-13 - Ofertas duais - Consumidor tipo 2.....	111
Figura 13-14 - Ofertas duais - Consumidor tipo 3.....	112
Figura 13-15 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva - Consumidor tipo 1	113
Figura 13-16 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva - Consumidor tipo 2	114
Figura 13-17 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva - Consumidor tipo 3	114
Figura 13-18 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva - Consumidor tipo 1	115
Figura 13-19 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva - Consumidor tipo 2	116
Figura 13-20 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva - Consumidor tipo 3	116
Figura 14-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2026-2027.....	121
Figura 14-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2026-2027.....	122
Figura 14-3 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto anual).....	123
Figura 14-4 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	123
Figura 14-5 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto mensal)	123
Figura 14-6 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto diário)	124
Figura 14-7 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, no Terminal de GNL	125
Figura 14-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal (ano gás 2026-2027) e Espanha (ano gás 2025-2026)	128
Figura 14-9 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal (ano gás 2026-2027) e Espanha (ano gás 2025-2026)	128

Figura 14-10 - Comparação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual).....	129
Figura 14-11 - Comparação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	130
Figura 14-12 - Comparação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	130
Figura 14-13 - Comparação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário).....	130
Figura 14-14 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, no Armazenamento Subterrâneo ...	131
Figura 14-15 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 186 dias).....	135
Figura 14-16 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 136 dias).....	135
Figura 14-17 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Clientes Industriais em AP e Centros Eletroprodutores).....	136
Figura 14-18 - Tarifa de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano.....	137
Figura 14-19 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (utilização progressiva).....	138
Figura 14-20 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (utilização uniforme).....	138
Figura 14-21 - Tarifas de Acesso às Redes para centros eletroprodutores, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano.....	139
Figura 14-22 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para centros eletroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (utilização progressiva).....	139
Figura 14-23 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para centros eletroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (utilização uniforme).....	139
Figura 14-24 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Clientes Industriais em AP) – Utilização Progressiva.....	140
Figura 14-25 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Clientes Industriais em AP) – Utilização Uniforme.....	141
Figura 14-26 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Centros Eletroprodutores) – Utilização Progressiva.....	142
Figura 14-27 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Centros Eletroprodutores) – Utilização Uniforme.....	143

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Correspondência entre as atividades reguladas e as tarifas reguladas	3
Quadro 2-2 - Composição do preço de fornecimento nos mercados regulado e livre	5
Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão	7
Quadro 2-4 - Variáveis de faturação nas tarifas reguladas por atividade	8
Quadro 2-5 - Fatores multiplicativos a aplicar à estrutura de custos eficientes no ano gás 2026-2027	12
Quadro 3-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal.....	15
Quadro 3-2 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal no ano gás 2026-2027	16
Quadro 4-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	21
Quadro 4-2 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2026-2027.....	23
Quadro 5-1 - Pontos de entrada e pontos de saída da RNTG	26
Quadro 5-2 - Resumo da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	27
Quadro 5-3 - Preços pré-escalamento da tarifa de URT no ano gás 2026-2027.....	30
Quadro 5-4 - Tarifa de URT aplicada pelo Operador da Rede de Transporte	34
Quadro 5-5 - Variável de faturação na tarifa de URT para clientes em AP, por opção tarifária.....	36
Quadro 5-6 - Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT do ORT.....	36
Quadro 5-7 - Tarifa de URT aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição.....	37
Quadro 6-1 - Produtos de capacidade em Portugal, por infraestrutura e serviço	41
Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de prazo inferior ao ano, ano gás 2026-2027	43
Quadro 6-3 - Tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2026-2027	44
Quadro 6-4 - Probabilidade de interrupção dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2026-2027	45
Quadro 6-5 - Desconto prévio dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2026-2027	45
Quadro 8-1 - Custos incrementais das redes de BP	54
Quadro 8-2 - Custos incrementais de BP> e BP<	55
Quadro 8-3 - Custos incrementais das redes de MP	56
Quadro 8-4 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>	60
Quadro 8-5 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	61
Quadro 9-1 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2025-2026.....	71

Quadro 9-2 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2026-2027	71
Quadro 9-3 - Variação do preço médio final dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	72
Quadro 9-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2025-2026.....	78
Quadro 9-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2026-2027	78
Quadro 10-1 - Preços da componente de energia no mercado livre	85
Quadro 10-2 - Diferencial da componente de energia entre o mercado livre e o mercado regulado....	86
Quadro 10-3 - Diferencial da componente de energia	88
Quadro 10-4 - Diferencial a adicionar à tarifa de Energia a aplicar no fornecimento supletivo	88
Quadro 11-1 - Estrutura dos custos médios de referência	90
Quadro 12-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais	91
Quadro 12-2 - Variações da tarifa transitória no ano gás 2026-2027, sem mecanismo de convergência.....	92
Quadro 12-3 - Variações da tarifa transitória no ano gás 2026-2027, com mecanismo de convergência.....	93
Quadro 12-4 - Variações tarifárias da tarifa transitória no ano gás 2026-2027, por escalão de consumo	93
Quadro 13-1 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1	106
Quadro 13-2 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2	107
Quadro 13-3 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3	108
Quadro 13-4 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1	110
Quadro 13-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2	111
Quadro 13-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3	112
Quadro 14-1 - Preços da parcela de receção de GNL	119
Quadro 14-2 - Preço da parcela de armazenamento de GNL	119
Quadro 14-3 - Preços da parcela de regaseificação de GNL	120
Quadro 14-4 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha.....	120
Quadro 14-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	126
Quadro 14-6 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração	127
Quadro 14-7 - Metodologias de cálculo das tarifas de transporte em Espanha e Portugal.....	132
Quadro 14-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, em Espanha (instalações com telecontagem).....	133
Quadro 14-9 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha.....	134

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta (i) a estrutura das tarifas reguladas aprovadas pela ERSE, (ii) uma análise dos preços no mercado retalhista de gás e (iii) uma comparação das tarifas de acesso às infraestruturas de gás em Portugal e em Espanha.

O ano gás 2026-2027, que decorre entre os dias 1 de outubro de 2026 e 30 de setembro de 2027, é o quarto ano gás do período de regulação 2024-2027¹. Com o início de um novo período de regulação, a ERSE atualizou, para o ano gás 2023-2024, os estudos que determinaram as estruturas de custos eficientes das tarifas reguladas por atividade, nomeadamente para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)². A estrutura da tarifa de Uso da Rede de Transporte foi igualmente revista, no contexto da 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, tendo produzido efeitos a partir do ano gás 2024-2025³.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação vigente, antecipa a progressiva descarbonização do setor do gás, através da incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no Sistema Nacional de Gás (SNG). Neste contexto, utiliza-se, genericamente, a designação “gás” para o combustível circulante nas infraestruturas e redes reguladas, sendo certo que em referências ao passado corresponde exclusivamente a “gás natural”, enquanto para referências ao futuro corresponde ao gás veiculado que poderá incorporar gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono.

No capítulo 2 são sistematizadas todas as atividades e tarifas reguladas no setor do gás e o racional subjacente ao cálculo dos custos eficientes para cada atividade.

Nos capítulos 3, 4 e 5 é descrita a estrutura das tarifas das infraestruturas de Alta Pressão, designadamente a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Uso do Armazenamento Subterrâneo e de Uso da Rede de Transporte.

¹ As tarifas reguladas são definidas, por regra, para a duração de um ano gás, que compreende o período de 1 de outubro até a 30 de setembro do ano seguinte. Em contraste, o período de regulação corresponde a quatro anos civis. O atual período de regulação abrange os anos de 2024 a 2027.

² Os estudos encontram-se nos capítulos correspondentes a cada tarifa, em «[Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024](#)», de junho de 2023.

³ Ver capítulo 5 para mais informação.

O capítulo 6 caracteriza os produtos de capacidade nas infraestruturas de Alta Pressão.

Nos capítulos 7 a 11 é descrita a estrutura das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Distribuição, de Energia e de Comercialização.

O capítulo 12 é dedicado à convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, disponíveis para fornecimentos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³, para as tarifas aditivas.

No capítulo 13 é feita uma análise de preços no mercado retalhista de gás, com a análise dos preços médios faturados e com a comparação das ofertas comerciais de mercado dos diversos comercializadores.

No capítulo 14 comparam-se as tarifas de Acesso às Infraestruturas do Terminal de GNL, ao Armazenamento Subterrâneo e às Redes de Transporte, em Portugal e em Espanha, para os anos gás 2025-2026 e 2026-2027.

No Anexo I é apresentada a estrutura definida para as taxas de ocupação do subsolo, incluindo uma caracterização da sua aplicação em 2026, sempre que permitida a sua repercussão.

O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2026-2027”.

2 PROCESSO DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS

No quadro regulamentar em vigor estão definidas as tarifas para cada uma das atividades reguladas, determinadas pela ERSE de modo a proporcionar os proveitos a recuperar por cada atividade. O quadro seguinte apresenta a correspondência entre as atividades reguladas e as respetivas tarifas reguladas, indicando igualmente a secção neste documento onde se descreve em detalhe a respetiva tarifa regulada.

Quadro 2-1 - Correspondência entre as atividades reguladas e as tarifas reguladas

Atividade regulada	Tarifa regulada por atividade	Secção
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	3
Armazenamento subterrâneo	tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4
Gestão técnica global do sistema	tarifa de Uso Global do Sistema	7
Transporte de gás	tarifa de Uso da Rede de Transporte	5
Distribuição de gás	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	8
Compra e venda de gás	tarifa de Energia	10
Comercialização de gás	tarifa de Comercialização	11

Refira-se que até ao ano gás 2022-2023 existia a atividade regulada de Operação Logística de Mudança de Comercializador a que correspondia a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. Desde o ano gás 2023-2024, a referida atividade passa a ter um enquadramento distinto, deixando de se aplicar a correspondente tarifa. A alteração efetuada, bem como a sua justificação, está descrita no capítulo 7.

As secções seguintes detalham o processo de fixação de tarifas pela ERSE.

A fixação anual de tarifas pela ERSE baseia-se numa estrutura tarifária aditiva (secção 2.1), definindo preços para cada variável de faturação das tarifas reguladas (secção 2.2). A ERSE determina para cada tarifa regulada uma estrutura de custos eficientes (secção 2.3), mantendo, em geral, essa estrutura constante durante os anos gás do período de regulação. Às estruturas de custos eficientes são, em regra, aplicados fatores multiplicativos para assegurar a recuperação dos proveitos por atividade (secção 2.4), dadas as previsões de quantidades a faturar.

2.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação vigente, consagra no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade”.

Define-se aditividade tarifária como a **soma das tarifas reguladas de todas as atividades** que são utilizadas por um consumidor, resultando por fim num preço final. A separação das tarifas por atividade regulada permite alocar a cada utilizador os custos associados às atividades utilizadas através de uma estrutura tarifária aditiva com diferentes variáveis de faturação. Em particular, a separação das tarifas por atividade permite diferenciar a repercussão de custos entre clientes do mercado regulado e do mercado liberalizado, uma vez que os clientes no mercado liberalizado não devem pagar tarifas reguladas pelas atividades desempenhadas por comercializadores do mercado regulado, designadamente as atividades de compra e venda e de comercialização de gás.

A ERSE define tarifas reguladas para todas as atividades que não estão abertas à concorrência, nomeadamente a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A soma destas três tarifas é designada por **tarifa de Acesso às Redes**.

Um consumidor no mercado regulado paga, para além das tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes, também as tarifas reguladas associadas à compra e venda de gás, assim como a comercialização de gás, designadas por tarifa de Energia e tarifa de Comercialização, respetivamente. A soma das tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes, com a tarifa de Energia e com a tarifa de Comercialização é designada por **tarifa transitória de Venda a Clientes Finais**⁴.

Ao contrário dos consumidores no mercado regulado, os consumidores no mercado liberalizado não pagam as tarifas de Energia e de Comercialização reguladas. Em contrapartida, estes consumidores pagam o valor relativo à energia e à comercialização através de preços definidos livremente por cada comercializador no mercado liberalizado. Assim, a concorrência entre os diferentes comercializadores no mercado existe nas

⁴ Desde julho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores a 10 000 m³. Em janeiro de 2013 todas as tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE passaram a ter um carácter transitório. No exercício tarifário de 2020-2021 extinguiram-se as tarifas transitórias em MP. No exercício tarifário de 2022-2023, em 31 de dezembro de 2022, extinguiram-se as tarifas transitórias em BP>. A extinção da tarifa transitória em BP para consumos anuais até 10 000 m³ está prevista para 31 de dezembro de 2027 ([Portaria n.º 121-B/2025/1, de 20 de março](#)).

componentes de energia e de comercialização, promovendo preços finais diferenciados para os consumidores.

O Quadro 2-2 resume a estrutura aditiva da tarifa de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e do preço de fornecimento de gás no mercado livre. Por preço de fornecimento de gás entende-se o pagamento de todos os valores necessários ao fornecimento de gás para um cliente que já está ligado à rede.

Quadro 2-2 - Composição do preço de fornecimento nos mercados regulado e livre

Tarifas reguladas por atividade		Mercado regulado	Mercado livre
Tarifa de Acesso às Redes	Tarifa de Uso da Rede de Transporte [*]	•	•
	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•
	Tarifa de Uso Global do Sistema	•	•
Tarifa de Energia		•	
Tarifa de Comercialização		•	
Outras componentes		Mercado regulado	Mercado livre
Preço de energia e comercialização do comercializador em mercado livre			•
Taxas e impostos		•	•

[*] Referente ao preço de saída da rede de transporte, aplicável a clientes.

Em alternativa à contratação do fornecimento de gás através de comercializadores, os clientes podem registar-se diretamente como agentes de mercado, pagando a tarifa de Acesso às Redes, negociando bilateralmente com os fornecedores o preço de gás e pagando o acesso das infraestruturas ligadas à rede de transporte – terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo e uso da rede de transporte – dependendo da utilização que delas façam.

O fornecimento de gás encontra-se dividido pelas várias etapas da cadeia de valor do setor do gás, nomeadamente o aprovisionamento, o transporte, a distribuição e a comercialização.

A etapa de **aprovisionamento** inclui quatro atividades reguladas. As tarifas a pagar pela introdução de gás no sistema dependem do método de aprovisionamento. O aprovisionamento através dos pontos de interligação com Espanha e/ou através do terminal de GNL em Sines obriga ao pagamento da tarifa de entrada na Rede de Transporte e/ou da tarifa de Uso do Terminal de GNL. Adicionalmente, os

comercializadores devem recorrer ao Armazenamento Subterrâneo no Carriço para fazer o armazenamento de reservas de segurança de abastecimento necessário para o fornecimento da sua carteira de clientes, pagando para esse efeito a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo. Por fim, a atividade de Compra e Venda de gás integra, para além da aquisição de gás, também o método de aprovisionamento para introduzir o gás no sistema.

A etapa de **transporte** inclui duas atividades reguladas, designadas por Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte. O Uso Global do Sistema diz respeito à gestão técnica global do sistema por parte do operador da rede de transporte, traduzindo-se na coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade de abastecimento. O Uso da Rede de Transporte compreende a exploração, o desenvolvimento e a manutenção da rede de transporte.

A etapa de **distribuição** inclui a atividade regulada designada por Uso da Rede de Distribuição, que reflete a exploração, o desenvolvimento e a manutenção da rede de distribuição. A rede de distribuição está subdividida por níveis de pressão, com diferenciação entre Média Pressão (MP), Baixa Pressão para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ (Baixa Pressão > ou BP>) e Baixa Pressão para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (Baixa Pressão < ou BP<).

A etapa de **comercialização** inclui a atividade regulada designada por Comercialização de gás e reflete a estrutura comercial necessária ao fornecimento de gás, nomeadamente a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a faturação e gestão da faturação, assim como o atendimento aos consumidores.

Por fim, importa referir que a atividade tarifária é ainda diferenciada por nível de pressão, afetando a alocação dos custos da tarifa de Acesso às Redes.

Todos os clientes pagam a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte.

No que respeita à tarifa de Uso da Rede de Distribuição, esta é diferenciada pelos níveis de pressão MP, BP> e BP<. Num contexto em que o gás é injetado nas infraestruturas de AP e é consumido em diferentes níveis de pressão, os consumidores pagam as tarifas de Uso da Rede de Distribuição referentes ao nível de pressão em que estão ligados ⁵, para além de pagarem as tarifas dos níveis de pressão a montante. Assim,

⁵ Com exceção das regras explícitas de faturação em níveis de pressão diferentes da pressão de ligação, definidas neste documento no capítulo 8.4.

os consumidores ligados diretamente à rede de transporte em AP não pagam as tarifas de Uso da Rede de Distribuição a jusante (MP, BP> e BP<).

A aditividade tarifária da tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão está resumida no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão

Nível de pressão dos fornecimentos	AP	MP	BP >	BP <
Tarifa regulada por atividade				
Tarifa de Uso Global do Sistema	•	•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	•	•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP		•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >			•	
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <				•

2.2 VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO

Para cada atividade regulada devem ser identificados os serviços que lhe estão associados. Para cada serviço devem ser definidas as variáveis físicas mais adequadas à recuperação dos custos efetivamente causados pelo serviço de fornecimento a cada consumidor. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem as variáveis de faturação de cada uma das tarifas.

No setor do gás, as variáveis de faturação podem ser agrupadas em três categorias, designadamente (i) **energia**, (ii) **capacidade** e (iii) **termos tarifários fixos**.

Energia, medida em kWh, mede o valor de energia implícito no gás. Dependendo da infraestrutura o conceito pode referir-se à energia que entra (injetada) ou que sai (consumida).

Capacidade, normalmente medida em kWh/dia, refere-se ao valor de energia medida durante um dia⁶. A introdução de termos de capacidade permite refletir as características físicas das infraestruturas de gás, as quais têm normalmente uma capacidade técnica. Por exemplo, a utilização de infraestruturas de gás não é

⁶ Para situações intradiárias, a capacidade é medida em kWh/hora durante uma parte do dia, correspondendo ao valor de energia horária durante algumas horas do dia.

tanto condicionada pela quantidade de energia registada durante um ano, mas sim pela quantidade de energia máxima registada num período de tempo. Logo, a medição do valor máximo diário induz os utilizadores a terem uma utilização mais regular, promovendo uma utilização mais eficiente da infraestrutura.

Termos tarifários fixos, não dependem da utilização em termos de energia ou de capacidade, mas podem ser diferenciados de acordo com o nível de pressão em que determinada instalação está ligada, refletindo o custo da disponibilidade da infraestrutura.

O Quadro 2-4 resume a aplicação das três categorias de variáveis de faturação às tarifas reguladas.

Quadro 2-4 - Variáveis de faturação nas tarifas reguladas por atividade

Tarifa regulada por atividade	Variáveis de faturação		
	Energia (EUR/kWh)	Capacidade (EUR/kWh/dia/dia)	Termo tarifário fixo (EUR/dia)
tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	•	•	• ⁷
tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	•	•	
tarifa de Uso Global do Sistema	•		
tarifa de Uso da Rede de Transporte		•	
tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•	•
tarifa de Energia	•		
tarifa de Comercialização	•		•

Note-se que o Quadro 2-4 não inclui os mecanismos de conversão necessários para aplicar algumas das tarifas reguladas aos clientes finais. Como os clientes finais em BP< não possuem equipamentos que permitam a medição de energia diária (entenda-se medição de capacidade), é necessário converter os termos de capacidade da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, para preços de energia e termos tarifários fixos⁸. O detalhe destas conversões de preço encontra-se neste documento na secção específica de cada tarifa regulada.

⁷ O termo tarifário fixo aplica-se para esta tarifa no caso do serviço de carregamento de GNL a cisternas, e é medido em euros por carregamento.

⁸ No caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte o termo de capacidade é convertido para um termo de energia.

FATURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (KWH)

Para garantir uma maior comparabilidade entre preços dos diferentes vetores energéticos, a ERSE definiu a publicação dos preços em unidades de energia (kWh) em vez de unidade de volume (m³). Esta comparabilidade é importante quer entre formas de energia diferentes, como a eletricidade, quer entre fornecimentos de gás em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás (em EUR/kWh) em AP é diretamente comparável com o preço de fornecimento de gás nos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás medido em unidades de volume é enquadrada em detalhe pelo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo do setor do gás. Em cada fatura, o comercializador deve demonstrar como se realiza a conversão do volume medido no contador (em m³) para energia (em kWh), considerando as condições particulares do ponto de entrega.

Para o cálculo tarifário todas as quantidades são consideradas em unidades de energia.

2.3 CUSTOS EFICIENTES

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação vigente, consagra no artigo 109.º os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação de tarifas, como a «adequação das tarifas aos custos» e a «transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (SNG)». A conjugação destes princípios determina a necessidade de estabelecer para cada atividade regulada os «custos eficientes».

De acordo com a teoria económica, o preço eficiente de cada bem ou serviço é igual ao custo marginal de produção desse bem ou serviço. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efetivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afetação ótima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica. Para que o ótimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflita todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo. A eficiência na afetação de recursos é conseguida quando o custo social de produzir mais uma unidade iguala o valor que a sociedade está disposta a pagar por essa mesma unidade adicional.

Os custos eficientes podem referir-se a diferentes conceitos de custo, designadamente (i) custo médio, (ii) custo marginal ou (iii) o custo incremental de longo prazo. A utilização destes conceitos deve ser orientada

pelas características físicas de determinado bem ou serviço com o objetivo de transmitir os sinais económicos mais adequados.

O **custo médio** é igual ao rácio entre o custo total e a quantidade total da variável de faturação. No geral, o custo médio não representa um sinal económico adequado para induzir uma utilização eficiente no curto ou no longo prazo. No entanto, a utilização do custo médio representa uma abordagem simples para definir a estrutura de custos e é apropriada para refletir custos cujo montante total não depende da atuação individual dos utilizadores.

O **custo marginal** é igual ao custo de produzir ou prestar uma unidade adicional de um bem ou serviço. Para a determinação do custo marginal de um bem ou serviço podem ser adotadas diversas metodologias, incluindo a diferenciação do custo no tempo ou de acordo com a localização geográfica.

O **custo incremental de longo prazo** é equivalente ao conceito de custo marginal, mas numa perspetiva de longo prazo. O conceito de custo incremental de longo prazo deve ser aplicado em situações em que os custos não aumentam com cada unidade da variável de faturação, mas sim em intervalos discretos medidos num horizonte de longo prazo, como é o caso dos reforços da rede de transporte e de distribuição do sistema de gás.

O cálculo deste conceito é normalmente baseado na metodologia de custos incrementais médios de longo prazo, recorrendo a informação para um período longo. O custo incremental médio de longo prazo para determinado indutor de custo é obtido através do rácio entre o valor atualizado dos investimentos incrementais ⁹ e o valor atualizado dos incrementos do indutor de custo que está na origem desses investimentos. Formalmente tem-se:

$$CI_X^{LP} = \left[\sum_t \frac{\Delta INV_t}{(1+r)^t} \right] \div \left[\sum_t \frac{\Delta X_t}{(1+r)^t} \right]$$

⁹ Os investimentos incrementais devem incluir o valor do investimento (CAPEX) e os custos de operação e manutenção (OPEX).

em que:

- CI_X^{LP} – custo incremental médio de longo prazo para o indutor de custo X
- ΔINV_t – investimento incremental durante o período t
- ΔX_t – acréscimo do indutor de custo X durante o período t
- t – período de tempo
- r – taxa de atualização

Por fim, importa referir que no caso da atividade de transporte de gás é aplicada desde o ano gás 2019-2020 uma metodologia de preço de referência para determinar as tarifas de Uso da Rede de Transporte, utilizando como indutores de custos as distâncias entre pontos da rede e as capacidades de gás em cada ponto como medidas de alocação de custos a cada utilizador ¹⁰.

2.4 DETERMINAÇÃO DAS TARIFAS

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação vigente, consagra, para além dos princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas referidos anteriormente, que as tarifas reguladas devem assegurar o “equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas em condições de gestão eficiente” e criar “incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas”. Os proveitos que asseguram estes dois princípios designam-se por proveitos permitidos de uma atividade regulada.

A ERSE determina, em geral no início de cada período de regulação, a estrutura de custos eficientes para cada tarifa regulada. Como a aplicação dos custos eficientes às quantidades medidas nas variáveis de faturação não garante a obtenção dos proveitos permitidos, é necessário ajustar a estrutura de custos eficientes através de fatores multiplicativos ou aditivos.

O ajustamento deve ser feito de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço (variáveis que o consumidor consegue controlar com maior facilidade) devem suportar um ajustamento menor (regra de Ramsey-Boiteux). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades de preço da procura. O ajustamento multiplicativo, em que todos os custos eficientes de uma determinada atividade regulada são multiplicados pelo mesmo fator para assegurar os proveitos

¹⁰ Até ao ano gás 2018-2019, era adotada uma abordagem baseada em custos incrementais da rede, através de uma metodologia matricial. Ver a secção 5 para mais detalhes sobre a abordagem adotada no ano gás 2019-2020.

permitidos dessa atividade, é preferível pois preserva a estrutura dos custos eficientes, salvaguardando os sinais económicos para uma utilização eficiente.

Os fatores multiplicativos para o ano gás 2026-2027, a aplicar à estrutura de custos eficientes, encontram-se no Quadro 2-5. Por sua vez, a estrutura de custos eficientes, a adotar neste ano gás, é justificada e apresentada no capítulo relativo à tarifa regulada de cada atividade.

Quadro 2-5 - Fatores multiplicativos a aplicar à estrutura de custos eficientes no ano gás 2026-2027

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	
Receção e Regaseificação de GNL	0,898
Armazenamento de GNL	1,278
Carregamento das cisternas	2,695
Tarifa de Uso do Armazenamento subterrâneo	
Injeção e extração de energia	2,674
Armazenamento	5,347
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	
Pontos de entrada	1,003
Pontos de saída	1,007
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	1,512
Tarifa de Comercialização	1,987

No enquadramento legal do SNG estabelece-se ainda o princípio da “proteção dos clientes face à evolução das tarifas”, ou seja, o princípio da estabilidade tarifária. Esta estabilidade é garantida através de um mecanismo de convergência para as tarifas aditivas. Este mecanismo assegura uma evolução gradual dos preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para os preços da tarifa aditiva, isto é, para os preços que resultam da adição das tarifas reguladas por atividade. A convergência tarifária é efetuada garantindo uma limitação das variações dos preços individuais ¹¹.

¹¹ Ver a secção 12 para mais informação.

3 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

O terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL entrou em operação em 2004, desempenhando atualmente as seguintes atividades principais ¹²:

- Receção de navios metaneiros de GNL com capacidades entre 40 000 m³ e 216 000 m³ de GNL. Atualmente, o terminal tem capacidade para receber anualmente 72 navios (108 TWh/ano = 297 GWh/dia) com um caudal de descarga do navio de 10 000 m³ GNL/hora.
- Armazenagem de GNL em três tanques, com uma capacidade total de 390 000 m³ GNL (dois tanques de 120 000 m³ e um tanque de 150 000 m³) e 370 000 m³ GNL de capacidade útil (≈ 2,6 TWh).
- Regaseificação de gás com uma capacidade máxima de emissão para a rede nacional de transporte de gás (RNTG) de 229 GWh/dia.
- Carregamento de cisternas com três baías de enchimento, com a capacidade de carregamento de 36 cisternas de GNL por dia (13 140 cisternas/ano).

3.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (doravante designada por **tarifa de Uso do Terminal**) deve proporcionar os proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário do setor do gás (RT). Os utilizadores podem contratar estas funções individualmente ou de forma agregada.

Na função de **receção de GNL** considera-se um preço de energia, aplicável à energia recebida no terminal sob a forma de gás natural liquefeito (GNL), a partir do transporte marítimo, em euros por kWh.

Na função de **armazenamento de GNL** consideram-se preços de capacidade contratada de armazenamento nos horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), em euros por (kWh/dia)/dia.

Na função de **regaseificação de GNL** consideram-se preços de capacidade contratada de regaseificação, aplicáveis à capacidade contratada de regaseificação das entregas à RNTG em diferentes horizontes

¹² Pode prestar também serviços complementares, não abordados neste documento, como por exemplo, o carregamento de navios de navios metaneiros de GNL com um caudal de 1 500 m³ GNL/hora.

temporais (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário), em euros por (kWh/dia)/dia ou euros por (kWh/hora)/hora. Para a função de regaseificação de GNL distingue-se ainda entre produtos de capacidade firmes e interruptíveis. Adicionalmente, para a função de regaseificação de GNL considera-se ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, em euros por kWh.

No **serviço agregado** consideram-se preços de capacidade contratada de regaseificação às entregas à RNTG, em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal e diário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia. Para este serviço agregado considera-se ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, em euros por kWh.

Na função de **carregamento de cisternas** considera-se um preço do termo tarifário fixo, em euros por carregamento.

No Quadro 3-1 apresentam-se as variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Terminal.

Quadro 3-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal

Função	Variável de faturação (unidade)	Descrição da variável
Receção de GNL	Energia recebida (EUR/kWh)	Volume de gás natural, em kWh, recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo.
Armazenamento de GNL	Capacidade contratada de armazenamento (EUR/kWh/dia/dia)	Valor da capacidade reservada, em kWh/dia, pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente. A capacidade contratada de armazenamento refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia.
Regaseificação de GNL	Capacidade contratada de regaseificação (EUR/kWh/dia/dia) ou (EUR/kWh/hora/hora)	Valor da capacidade reservada, em kWh/dia, pelo agente de mercado no processo de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias ou horas do período temporal correspondente. No caso dos produtos intradiários o preço é definido em euros por (kWh/hora)/hora.
	Energia regaseificada (EUR/kWh)	Volume de gás entregue na RNTG, em kWh, medido no ponto de entrega à rede de transporte.
Serviço agregado: receção, armazenamento e regaseificação de GNL	Capacidade contratada de regaseificação (EUR/kWh/dia/dia)	Valor da capacidade reservada, em kWh/dia, pelo agente de mercado no processo de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente.
	Energia regaseificada (EUR/kWh)	Volume de gás entregue na RNTG, em kWh, medido no ponto de entrega à rede de transporte.
Carregamento de cisternas	Carregamento de cisternas (EUR/carregamento)	Aplicável pelo carregamento de GNL em cisternas.

Os preços de reserva dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os preços de reserva dos produtos de capacidade anual através de multiplicadores. Para mais informação sobre os multiplicadores, consulte a secção 6.2.

3.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Os preços da tarifa de Uso do Terminal são determinados por forma a fornecer os sinais adequados aos agentes de mercado, incentivando o uso eficiente da infraestrutura do terminal. A estrutura de preços da tarifa de Uso do Terminal deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo.

No ano gás 2023-2024, com o início do atual período regulatório, atualizaram-se os custos incrementais para cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal ¹³, que têm sido aplicados desde então. Mantém-se, assim, a estrutura tarifária, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas no período de regulação, conforme o Quadro 3-2.

Quadro 3-2 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal no ano gás 2026-2027

		Ano gás 2026/2027
Energia Recepção	EUR/kWh	0,00003787
Capacidade de armazenamento	EUR/(kWh/dia)/dia	0,00001332
Capacidade de regaseificação	EUR/(kWh/dia)/mês	0,00352943
Energia Regaseificação	EUR/kWh	0,00010864
Termo tarifário fixo carregamento de cisternas	EUR/carregamento	42,11

De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no RT, os preços da tarifa de Uso do Terminal resultam da aplicação de fatores à estrutura de custos incrementais, por forma a obter os proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O RT prevê igualmente que estes fatores de escalamento possam ser diferenciados por variável de faturação.

Para o ano gás 2026-2027, o preço de capacidade do serviço de armazenamento de GNL é calculado para que seja igual ao máximo de dois valores: (i) preço do produto mensal do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extração, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo; (ii) custo incremental de capacidade de armazenamento. Assim, garante-se que o preço de armazenamento de gás no terminal não é inferior ao preço do armazenamento subterrâneo. O máximo dos dois valores é o preço do armazenamento subterrâneo, sendo aplicado um fator multiplicativo. O preço de energia do serviço de recepção de GNL e os preços de capacidade e de energia do serviço de regaseificação de GNL foram calculados através da aplicação de um segundo fator multiplicativo, aos respetivos custos incrementais, por forma a obter os proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O custo incremental da função de carregamento das cisternas é escalado com um terceiro fator multiplicativo. Os três fatores multiplicativos referidos constam do Quadro 2-5.

¹³ Veja-se o documento "[Estrutura Tarifária no ano gás 2023-2024](#)".

3.3 OPÇÃO TARIFÁRIA DO SERVIÇO AGREGADO

O Terminal de GNL observou no passado uma utilização com elevada volatilidade, o que, associado às suas características de funcionamento, prejudicou a sua utilização por agentes de mercado de menor dimensão representando uma barreira à entrada de novos agentes no mercado. Estas características de funcionamento são condicionadas, por um lado, (i) por o aprovisionamento ser efetuado de forma discreta e com grandes indivisibilidades devido à dimensão dos navios metaneiros e, por outro lado, (ii) por a regaseificação e injeção de gás natural na RNTG, para abastecimento do consumo das várias carteiras dos comercializadores, ser efetuada de forma contínua, o que obriga à constituição de armazenamento sobre a forma de GNL no terminal.

Esta necessidade de constituição de armazenamento sobre a forma de GNL no terminal representa um custo de logística praticamente constante ao longo do ano, independentemente da dimensão da carteira do comercializador, situação muito penalizadora, por um lado, para os comercializadores de pequena dimensão, prejudicando a sua entrada no mercado e, por outro lado, para o próprio terminal, prejudicando uma maior utilização desta infraestrutura.

No sentido de minimizar as barreiras à utilização do terminal de GNL por agentes de mercado de menor dimensão, a ERSE aprovou o mecanismo de trocas reguladas de GNL, que incentiva o comercializador incumbente a trocar GNL com outros agentes de mercado de menor dimensão e, aprovou regras para contratação e nomeação de gás da rede de transporte para o terminal de GNL em contra fluxo, com preços nulos, permitindo, por um lado, que agentes de pequena dimensão beneficiem da flexibilidade proporcionada pelo terminal e, por outro lado, que consumidores isolados sejam abastecidos por cisternas de GNL.

Dada a obsolescência do mecanismo de trocas reguladas, que, tendo sido criado em 2010, nunca foi utilizado pelos agentes, este foi eliminado pelo [Regulamento n.º 825/2023](#), de 28 de julho.

Adicionalmente, a Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro, alterada pela [Diretiva n.º 7/2020](#), de 21 de abril de 2020, que aprovou o Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI), estabeleceu um mecanismo de atribuição de capacidade no terminal de GNL, que facilita a utilização do terminal de GNL por agentes de mercado de menor dimensão no SNG. A nova modalidade de atribuição de capacidade, designada por Mecanismo de Continuidade, prevista no n.º 4 do artigo 43.º do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do gás (RARII), complementa o modelo existente,

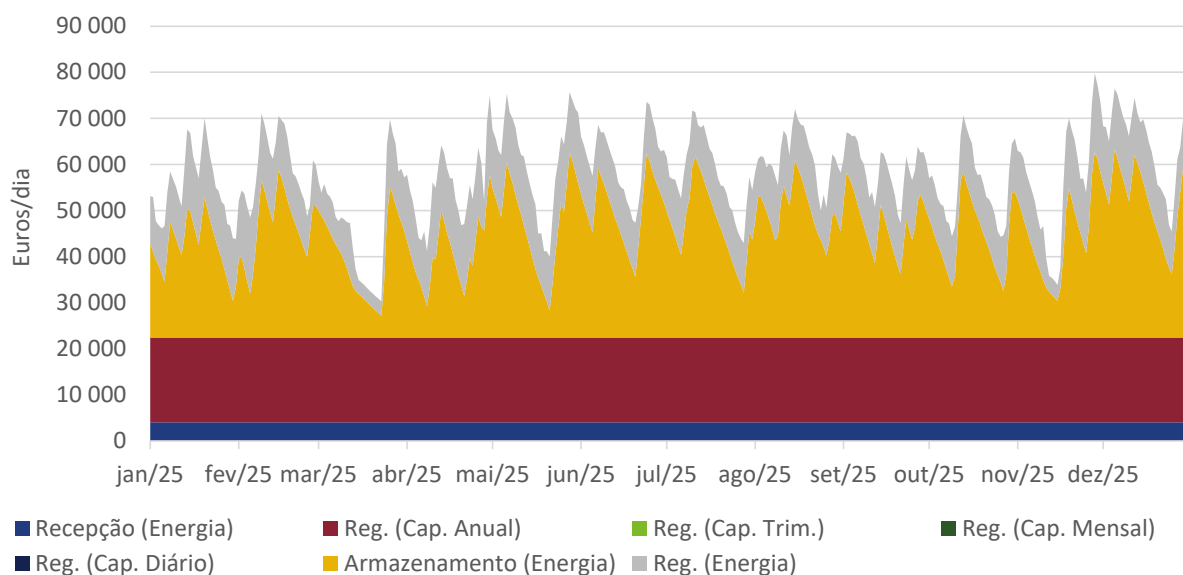
sendo que a adesão por parte dos agentes de mercado é voluntária e pressupõe um exercício de coordenação entre agentes aderentes.

Este mecanismo carece, para a sua aplicação, da publicação dos preços dos serviços que permitem a sua utilização pelos utilizadores da infraestrutura. O RT prevê no n.º 3 do artigo 47.º, a possibilidade dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL serem aplicados de forma agregada a todos os serviços prestados pelo terminal. As variáveis de faturação da opção tarifária do serviço agregado são as associadas ao serviço de regaseificação, isto é, a energia regaseificada e a capacidade contratada de regaseificação.

Para o ano gás -2026-2027, o preço aplicável à energia regaseificada é determinado pela soma do preço de energia do serviço de regaseificação com o preço de energia de receção e uma parcela, em EUR/kWh, que recupera 38% das receitas do serviço de Armazenamento de GNL. O preço aplicável à capacidade de regaseificação é determinado pela soma do preço de capacidade do serviço de regaseificação com uma parcela que recupera 62% das receitas do serviço de Armazenamento de GNL. Os preços de capacidade de regaseificação são diferenciados no tempo (produtos anuais, trimestrais, mensais e diários), aplicando-se os multiplicadores indicados na secção 6.2. As percentagens de alocação dos custos com a função de armazenamento de GNL aos termos de energia e capacidade referidas são determinadas de modo a preservar-se a estrutura de receitas do serviço de regaseificação.

Considerando a procura para o ano gás 2026-2027, apresentada no documento «Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2026-2027», apresenta-se na Figura 3-1 o perfil de pagamento do terminal considerando o pagamento dos diferentes serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, em separado.

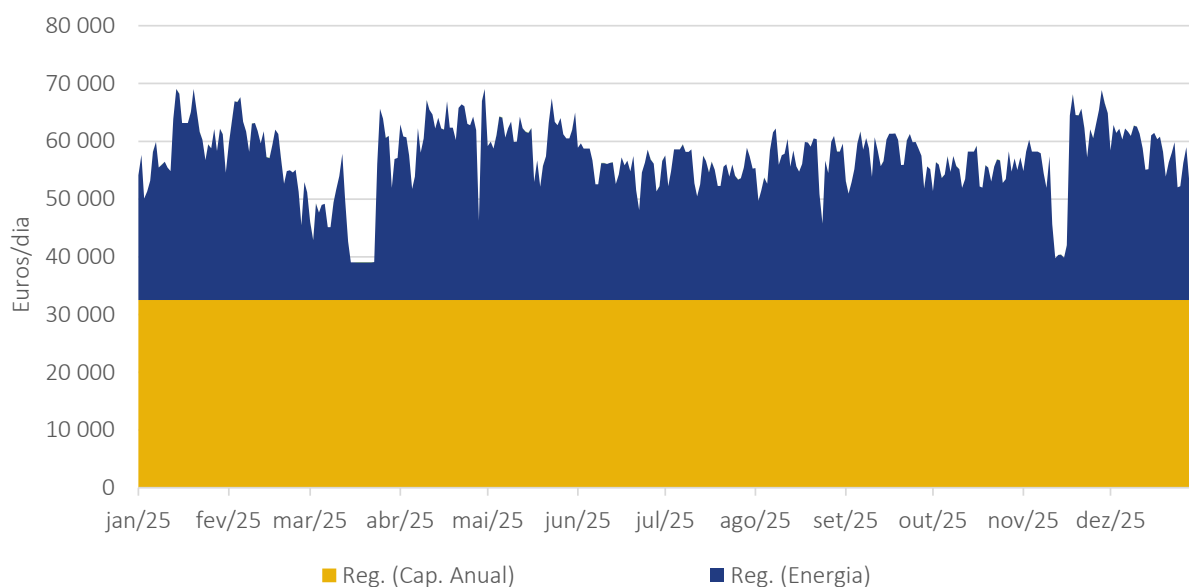
Figura 3-1 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função



Reg. – Regaseificação; Cap. - Capacidade

Considerando a energia de regaseificação e a capacidade contratada de regaseificação para o ano gás 2026-2027, apresentada no documento «Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2026-2027», apresenta-se na Figura 3-2 o perfil de pagamento do terminal com a opção tarifária dos serviços agregados. Como esperado, o perfil de pagamento diário é aderente ao perfil de energia regaseificada.

Figura 3-2 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines com a tarifa agregada



Reg. – Regaseificação; Cap. - Capacidade

4 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve proporcionar os proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de Gás, nos termos definidos no RT. A infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás em Portugal tem as seguintes características técnicas:

- Capacidade máxima de injeção de 83,3 milhares de m³/hora (24 GWh/dia).
- Capacidade máxima de extração de 300 milhares de m³/hora (86 GWh/dia).
- Constituído por seis cavernas, com um volume total de armazenamento de 6,348 TWh.
- A capacidade técnica total de armazenamento é de 3,967 TWh e o volume total do «cushion gas» é de 2,381 TWh.

4.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é composta pelos seguintes preços:

- Preço de energia injetada, definido em euros por kWh.
- Preço de energia extraída, definido em euros por kWh.
- Preço de capacidade contratada de armazenamento, definido em euros por (kWh/dia)/dia.

No Quadro 4-1 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 4-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Função	Variável de faturação (unidade)	Descrição da variável
Injeção	Energia injetada (EUR/kWh)	Quantidade de energia, em kWh, entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás.
Extração	Energia extraída (EUR/kWh)	Quantidade de energia, em kWh, entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás.
Armazenamento	Capacidade contratada de armazenamento (EUR/kWh/dia/dia)	Valor da capacidade reservada, em kWh/dia, pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.

O armazenamento subterrâneo permite uma utilização não só para fins comerciais, mas também como instrumento de gestão de balanço dos agentes de mercado. A gestão de balanço e a constituição de reservas de segurança são as principais vocações do armazenamento subterrâneo em Portugal. O operador do armazenamento subterrâneo deve assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de armazenamento, o que concorre para sustentar a ideia do estabelecimento de uma mesma tarifa de armazenamento, sem discriminar face ao “tipo” de armazenamento.

Os preços de reserva dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os preços de reserva dos produtos de capacidade anual através de multiplicadores. Para mais informação sobre os multiplicadores, consulte a secção 6.2.

Na ausência de congestionamento justifica-se a adoção de multiplicadores superiores a 1 nos produtos de mais curto prazo, embora reduzidos, para dar flexibilidade aos comercializadores entrantes.

4.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são determinados por forma a fornecer os sinais adequados aos agentes de mercado, incentivando o uso eficiente da infraestrutura do Armazenamento Subterrâneo. Para tal, a estrutura de preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo.

No ano gás 2023-2024, com o início do atual período regulatório, atualizaram-se os custos incrementais para cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo: energia nas funções de injeção/extração de gás para/do Armazenamento Subterrâneo e capacidade contratada de armazenamento de gás ¹⁴, que têm sido aplicados desde então. Mantém-se, assim, a estrutura tarifária, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas no período de regulação, conforme o Quadro 4-2.

¹⁴ Veja-se o documento [“Estrutura Tarifária no ano gás 2023-2024”](#).

Quadro 4-2 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo no ano gás 2026-2027

		Ano gás 2026/2027
Energia injetada	EUR/kWh	0,00005349
Energia extraída	EUR/kWh	0,00005349
Capacidade contratada de armazenamento	EUR/(kWh/dia)/dia	0,00000268

Os fatores de escalamento são diferenciados por serviço (injeção/extração e armazenamento). Os preços energia de injeção/extração de gás foram calculados através da aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de injeção/extração e o preço de capacidade de armazenamento foi calculado através da aplicação de um segundo fator multiplicativo aos custos incrementais de capacidade de armazenamento, por forma a obter os proveitos da atividade do Armazenamento Subterrâneo. Os dois fatores multiplicativos referidos constam do Quadro 2-5.

5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

De acordo com o Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte (tarifa de URT) deve proporcionar ao Operador da Rede de Transporte (ORT) os proveitos permitidos da atividade de transporte de gás, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados ¹⁵.

De referir que, a metodologia de preço de referência (secção 5.2) utilizada para determinar os preços de entrada e saída, bem como os preços pré-escalamento que a metodologia determina, foram revistos para o ano gás 2024-2025, no contexto da Consulta Pública da ERSE n.º 117 ¹⁶ (CP 117). Antes disso, os preços pré-escalamento foram mantidos constantes no período que abrangeu os anos gás 2019-2020 a 2023-2024.

Com a implementação do Código de Rede de Tarifas ¹⁷ em 2019, a ERSE passou a determinar a tarifa de URT, a aplicar pelo ORT, de acordo com a metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade. A referida metodologia determina, anualmente, os preços da tarifa de URT nos pontos de entrada e saída da rede de transporte. Esses preços resultam da aplicação de um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento nos pontos de entrada e de um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento nos pontos de saída de forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos, com base nas capacidades previstas.

5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de URT aplicada pelo ORT tem uma estrutura do tipo **entrada-saída**, isto é, os utilizadores da rede de transporte pagam um preço pelo gás que entra na rede de transporte e pagam outro preço pelo gás que sai da mesma. A estrutura do tipo entrada-saída segue os requisitos definidos a nível europeu, tendo a ERSE implementado a estrutura de entrada-saída pela primeira vez no período tarifário de 2010-2011. O

¹⁵ A metodologia para a determinação do valor anual dos proveitos permitidos do ORT encontra-se descrita no documento "[Parâmetros de Regulação para o Período de 2024 a 2027](#)". O cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2026-2027 consta do documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das Empresas Reguladas do Setor do Gás".

¹⁶ [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.

¹⁷ [Regulamento \(UE\) 2017/460 da Comissão](#), de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

Quadro 5-1 apresenta os pontos de entrada e os pontos de saída da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), previstos no Regulamento Tarifário.

Quadro 5-1 - Pontos de entrada e pontos de saída da RNTG

Pontos de entrada	VIP Ibérico
	Terminal de GNL
	Armazenamento subterrâneo
	Produtores de gás ligados à rede de transporte
Pontos de saída	VIP Ibérico
	Terminal de GNL
	Armazenamento subterrâneo
	Operadores das redes de distribuição
	Clientes em Alta Pressão
	UAG (propriedade de clientes)

Nota: O VIP Ibérico agrega os dois pontos internacionais de interligação com Espanha (Campo Maior e Valença do Minho).

A tarifa de URT é paga por três tipos de utilizadores. Em primeiro lugar, por todos os **clientes finais de gás**, nomeadamente clientes ligados em alta pressão, clientes ligados através dos operadores das redes de distribuição (ORD) e clientes abastecidos por unidades autónomas de gás (UAG) que sejam propriedade desses clientes. Para todos estes utilizadores o valor da tarifa de URT está incluído no valor da tarifa de Acesso às Redes, cujo pagamento está relacionado apenas com a saída da RNTG. Em segundo lugar, é paga por **agentes de mercado** que contratem a utilização dos pontos de entrada ou de saída da rede de transporte, tratando-se de uma contratação vinculativa de capacidade, designadamente no VIP Ibérico, no terminal de GNL em Sines e no armazenamento subterrâneo no Carriço. Este pagamento está relacionado quer com a entrada na RNTG, quer com a saída da RNTG. Em terceiro lugar, é paga por **produtores de gás ligados à rede de transporte**. Aqui o pagamento está relacionado apenas com a entrada na RNTG.

No que respeita à faturação, a tarifa de URT é cobrada por dois tipos distintos de operador, designadamente pelo (i) ORT e (ii) pelos ORD. Por um lado, a tarifa de URT é aplicada pelo **ORT** aos agentes de mercado que contratem capacidade nos pontos de entrada ou nos pontos de saída da rede de transporte (VIP Ibérico, terminal de GNL, armazenamento subterrâneo) e aos utilizadores da RNTG aos quais não se exige a contratação antecipada de capacidade para utilização (produtores ligados ao transporte, clientes em AP, operadores das redes de distribuição, UAG em propriedade de clientes). Por outro lado, a tarifa de URT é aplicada pelos **ORD** aos utilizadores situados na saída da Rede Nacional de

Distribuição de Gás (RNDG), designadamente aos clientes em Média Pressão (MP) e aos clientes em Baixa Pressão (BP). Os clientes em MP e em BP devem pagar a tarifa de URT uma vez que também utilizam a RNTG.

O Quadro 5-2 resume a aplicação da tarifa de URT aos vários utilizadores da RNTG. A aplicação da tarifa de URT por parte do ORT e por parte dos ORD é detalhada nas secções 5.3 e 5.4, respetivamente.

Quadro 5-2 - Resumo da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

	Utilizador da Rede de Transporte	Aplicação pelo Operador da Rede de Transporte	Aplicação pelo Operador da Rede de Distribuição
Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Pago pelo agente de mercado	<i>Não aplicável</i>
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
	Produtores de gás	Pago pelo produtor de gás	
Saída da RNTG	VIP Ibérico	Pago pelo agente de mercado	
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
	Operadores das redes de distribuição	Valor a repercutir nos clientes em Média Pressão e Baixa Pressão	
	Clientes em Alta Pressão	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes	
	UAG (propriedade de clientes)		
Saída da RNDG	Clientes em Média Pressão	<i>Não aplicável</i>	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes
	Clientes em Baixa Pressão		

5.2 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Nos termos do [Regulamento \(UE\) 2017/460](#) da Comissão, de 16 de março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (adiante “Código de Rede de Tarifas”), as tarifas de transporte devem basear-se numa metodologia de preço de referência.

O Código de Rede de Tarifas define como «**metodologia de preço de referência**» a metodologia aplicada à parte das receitas provenientes dos serviços de transporte a recuperar por meio de tarifas de transporte exclusivamente baseadas em variáveis de capacidade, com o objetivo de obter preços de referência. Por sua vez, o código de rede define como «**preço de referência**» o preço para um produto de capacidade firme

com a duração de um ano, aplicável nos pontos de entrada e de saída e que é utilizado para estabelecer tarifas de transporte baseadas em capacidade.

No seguimento do segundo processo de consulta pública periódica ¹⁸, a ERSE publicou a 28 de março de 2024 a sua decisão fundamentada, nos termos do Código de Rede de Tarifas, tendo mantido como metodologia de preço de referência a «**metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade**». A designação da metodologia reflete a proximidade desta com a metodologia da distância ponderada pela capacidade (metodologia CWD ¹⁹), definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, cuja aplicação é opcional, embora de apresentação obrigatória para efeitos comparativos.

A **metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade** (metodologia CWD modificada) é apresentada em detalhe no relatório publicado com o encerramento da CP 117 ²⁰.

Embora se tenha mantido para o ano gás 2024-2025 a mesma metodologia de preço de referência, a atualização dos parâmetros dessa metodologia, apresentada no relatório referido anteriormente, alterou a estrutura tarifária entre pontos da RNTG. Em particular a atualização do fator de utilização comercial ²¹, que refletiu a maior preponderância do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL no aprovisionamento do SNG, determinou uma alteração significativa da estrutura tarifária nos pontos de entrada.

A Figura 5-1 apresenta a comparação dos preços de referência ²² da tarifa de URT, por pontos de entrada e saída, para os anos gás 2023-2024 e 2024-2025, identificando assim o impacte tarifário das decisões resultantes da CP 117. Uma vez que os preços de referência de cada ano gás assentam em valores distintos de proveitos permitidos e de procura prevista, foi ainda incluída a informação dos preços de referência apresentados no encerramento da CP 117, que refletem a parametrização da metodologia de preço de referência adotada no ano gás 2024-2025, tendo por base os proveitos permitidos e a procura prevista do

¹⁸ A primeira consulta periódica resultou na [Consulta Pública da ERSE n.º 66](#), que se realizou entre os dias 17 de agosto de 2018 e 18 de março de 2019. A segunda consulta periódica resultou na [Consulta Pública da ERSE n.º 117](#), que se realizou entre os dias 4 de outubro de 2023 e 28 de março de 2024.

¹⁹ Abreviatura para o termo em inglês (CWD – ‘*capacity weighted distance*’).

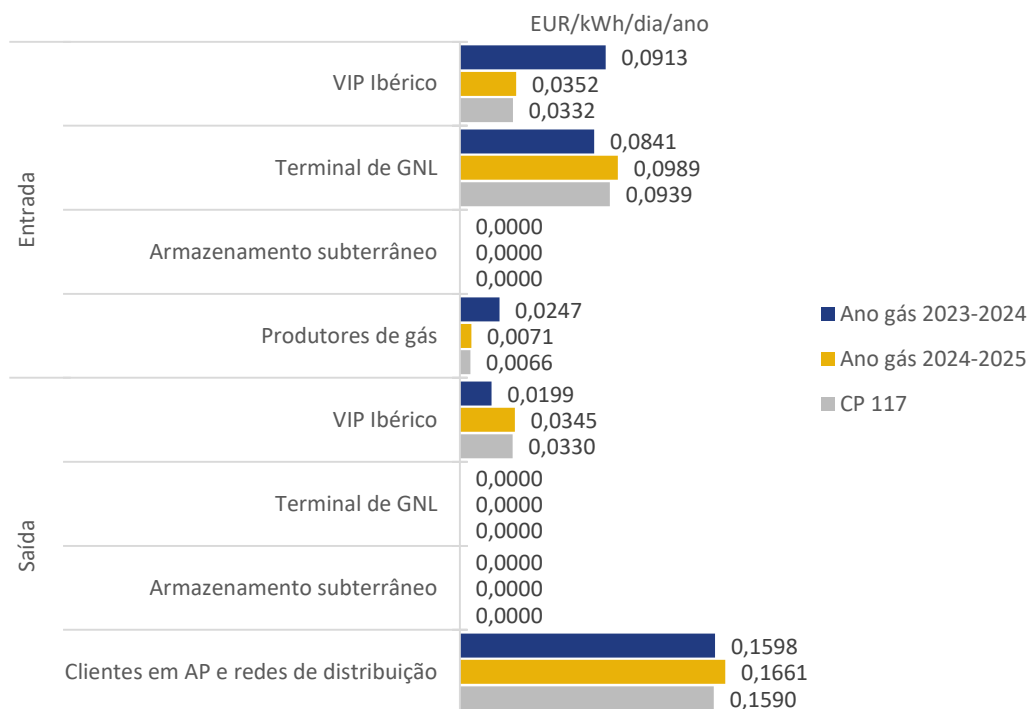
²⁰ Relatório «[Documento justificativo da decisão fundamentada nos termos do n.º 4 do artigo 27.º do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás](#)», do encerramento da Consulta Pública n.º 117, publicado em março de 2024.

²¹ O fator de utilização comercial reflete para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída a proximidade da capacidade comercial face à respetiva capacidade técnica, permitindo incrementar o sinal de preço nos pontos em que a utilização comercial está mais próxima da capacidade técnica. Concretamente, este fator é dado pelo rácio entre a capacidade comercial e a capacidade técnica dos vários pontos de entrada e saída.

²² O preço de referência representa o preço para um produto de capacidade firme com a duração de um ano.

ano gás 2023-2024. Assim, os valores da série CP 117 refletem a estrutura tarifária do ano gás 2024-2025, com o nível tarifário do ano gás 2023-2024 ²³.

Figura 5-1 - Comparação dos preços de referência entre anos gás



Nota: Os preços de referência da série CP 117 refletem a parametrização da metodologia de preço de referência adotada no ano gás 2024-2025, mas tendo por base os proveitos permitidos e a procura prevista do ano gás 2023-2024. Corresponde à Figura 7-2, publicada no relatório do encerramento da CP 117 ([aqui](#)).

Nos pontos de entrada, é visível a alteração na estrutura de preços. Enquanto que em 2023-2024 o rácio de preços entre o Terminal de GNL e o VIP Ibérico era de 0,92, no ano gás 2024-2025 o rácio passou para 2,81. Como já referido, esta alteração decorre sobretudo da atualização do fator de utilização comercial, e refletiu a maior preponderância do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL no aprovisionamento do SNG.

Nos pontos de saída, também se constata uma alteração na estrutura de preços, sobretudo no ponto de saída para o VIP Ibérico. Enquanto que em 2023-2024 o rácio de preços entre o VIP Ibérico e as saídas

²³ Da comparação do ano gás 2024-2025 com a série CP 117, fica evidente que o nível tarifário do ano gás 2024-2025 é superior ao do ano gás 2023-2024.

domésticas (Clientes em AP e ORD) era de 0,12, no ano gás 2024-2025 o rácio passou para 0,21. Também aqui a alteração decorre sobretudo da atualização do fator de utilização comercial, e refletiu a maior utilização do VIP Ibérico para exportar gás para Espanha.

Anualmente são aplicados fatores de escalamento multiplicativos aos preços pré-escalamento por forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos do ano gás com base nas capacidades previstas, preservando a divisão de entrada-saída definida pela ERSE, igual à **repartição de 28%-72%**, isto é, a recuperação de 28% dos proveitos nos pontos de entrada e de 72% nos pontos de saída. Os preços pré-escalamento ²⁴ da tarifa de URT no ano gás 2026-2027 são apresentados no Quadro 5-3.

Quadro 5-3 - Preços pré-escalamento da tarifa de URT no ano gás 2026-2027

	Ponto da RNTG	Preço pré-escalamento EUR/(kWh/dia) por ano
Entrada	VIP Ibérico	0,04379
	Terminal de GNL	0,12337
	Armazenamento subterrâneo	0,00000
	Produtores de gás	0,00869
Saída	VIP Ibérico	0,03738
	Terminal de GNL	0,00000
	Armazenamento subterrâneo	0,00000
	Operadores das redes de distribuição	0,17967
	Clientes em Alta Pressão	0,17967
	UAG (propriedade de clientes)	0,17967

Nota: Os valores apresentados não incorporam ainda os descontos tarifários estabelecidos no artigo 18.º do 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.

Os fatores de escalamento multiplicativos para o ano gás 2026-2027, a aplicar separadamente aos preços pré-escalamento nos pontos de entrada e saída do Quadro 5-3, encontram-se no Quadro 2-5.

²⁴ Os preços pré-escalamento apresentados não incorporam ainda os descontos tarifários estabelecidos nos n.ºs 1 e 4 do artigo 18.º do 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. Os seguintes descontos devem ser aplicados sobre as tarifas reguladas, nos termos estabelecidos: (1) nos pontos de entrada de instalações de produção de gás renovável e de gás hipocarbónico, um desconto de 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; (2) nos pontos de interligação entre Estados-Membros, um desconto de 100% para o gás renovável e de 75% para o gás hipocarbónico. Para a aplicação dos referidos descontos, devem-se observar as regras previstas no conjunto do artigo 18.º do regulamento europeu.

CONSULTA PRÉVIA, ANTES DA CONSULTA PERIÓDICA DO CÓDIGO DE REDE DE TARIFAS

Os artigos 26.º a 28.º do Código de Rede de Tarifas definem, a nível europeu, requisitos de consulta antes de se proceder a alterações às estruturas tarifárias da tarifa de transporte, incluindo o calendário para a consulta periódica prevista no artigo 26.º, que deve ocorrer pelo menos a cada cinco anos, e que deve permanecer aberta pelo menos durante dois meses. Posteriormente, no prazo de um mês após o término da consulta, deve ser publicado um documento com o resumo destes comentários. A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER, na sigla inglesa) terá posteriormente um mês adicional para analisar a consulta e apresentar comentários não vinculativos, integrando nessa decisão os comentários dos vários participantes na consulta pública. Por fim, no prazo de cinco meses a contar do termo da consulta pública, a entidade reguladora nacional deve publicar uma decisão fundamentada sobre todos os elementos previstos no artigo 26.º, n.º 1, do Código de Rede de Tarifas.

Para além de uma consulta final, que deve cumprir com os prazos acima indicados, e com requisitos de informação a apresentar, o artigo 26.º sugere a possibilidade de realizar outras consultas, antes da consulta final. É neste âmbito que se propõe a realização de uma consulta prévia, baseada em questões a colocar aos agentes, para estes se pronunciarem.

De notar que Espanha também realizou, no ano 2025, uma consulta prévia sobre estruturas tarifárias no setor do gás²⁵. No caso da metodologia de preço de referência, aplicável à tarifa de transporte, o regulador espanhol colocou um total de seis perguntas a consulta²⁶, abordando, entre outros temas²⁷, (1) a uniformização do preço para as entradas a partir de produtores de gás renovável, (2) a adequação dos descontos aplicáveis aos pontos de interface com o armazenamento subterrâneo e os terminais de GNL, e (3) o tratamento a dar na metodologia a fluxos invertidos da distribuição para o transporte.

Tendo em conta a perspetiva de realizar, durante o segundo semestre de 2026, a nova consulta periódica em Portugal, nos termos do artigo 26.º do Código de Rede de Tarifas, colocou-se à consideração do

²⁵ Consulta pública prévia «[Consulta pública modificación Circular 6/2020 peajes gas \(CIR/DE/004/25\)](#)», para envio de comentários entre os dias 22 de maio e 22 de julho de 2025.

²⁶ Correspondendo às perguntas 6 até 11, nas páginas 11 e 12, do documento «[Consulta específica para la revisión de la metodología de cálculo de peajes transporte, redes locales y regasificación de gas natural de la Circular 6/2020 para el periodo regulatorio 2027-2032](#)», 22 de maio de 2025.

²⁷ Os outros três temas colocados referem-se a (i) alterações, no geral, que sejam necessárias para acautelar mudanças no enquadramento europeu e nacional, (ii) a aplicabilidade das exceções previstas no n.º 5 do artigo 18.º do Regulamento (UE) 2024/1789, e (iii) o tratamento a dar aos produtos de capacidade condicional no caso das entradas a partir de produtores de gás (agregados num ponto virtual de balanço).

Conselho Tarifário um conjunto de questões, no sentido de melhor preparar o lançamento da consulta periódica. Eventuais comentários podem ser enviados até ao dia 30 de junho de 2026.

Os três temas destacados acima na consulta prévia do regulador espanhol, são igualmente relevantes para o contexto português. Com as regras vigentes em Portugal, cada **produtor de gás**, ligado à rede de transporte seria tratado como um ponto de entrada individual²⁸, resultando num preço de entrada diferenciado quando existir mais do que um produtor ligado à rede de transporte²⁹. No tema dos **descontos aplicáveis aos pontos de interface com o armazenamento subterrâneo e o terminal de GNL**, ao abrigo do artigo 9.º do Código de Rede de Tarifas, importa destacar, em particular, o caso dos terminais de GNL, em que Espanha aplica um desconto de 13,9%, justificado com a função de segurança de abastecimento de um terminal de GNL. Em Portugal, aplicam-se descontos de 100% nos pontos de interface com o armazenamento subterrâneo, mas não se aplicam descontos à capacidade firme de entrada na rede de transporte a partir do Terminal de GNL³⁰. Por fim, na consulta prévia do regulador espanhol, é levantado o tema dos **fluxos invertidos**, da rede de distribuição para a rede de transporte, que ocorreriam com produtores ligados à distribuição. Em Portugal, uma eventual consideração de fluxos invertidos, poderia refletir-se na utilização registada nos pontos de interface entre a rede de transporte e a rede de distribuição, mas que, em média, teria um efeito amortecido pelo facto de haver uma uniformidade de preço para as saídas domésticas, incluindo-se aqui os clientes ligados à RNTG e os operadores das redes de distribuição.

No que respeita concretamente à «**metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade**», aplicada pela ERSE, a atualização dos parâmetros no ano gás 2024-2025 introduziu uma diferenciação relevante entre os preços de entrada do VIP Ibérico e do Terminal de GNL. Esta alteração é uma consequência direta dos fatores de utilização comercial³¹, determinados por ponto, como rácio entre a capacidade comercial e a capacidade técnica de determinado ponto. Para as situações em que um

²⁸ Como acontece atualmente em Espanha.

²⁹ Naturalmente, na determinação do preço, seriam tidos em conta os descontos aplicáveis a gases renováveis ou hipocarbónicos conforme o artigo 18.º do 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.

³⁰ Para mais informação, consulte a secção 8.1 do Relatório «[Documento justificativo da decisão fundamentada nos termos do n.º 4 do artigo 27.º do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás](#)», publicado em março de 2024.

³¹ O **fator de utilização comercial** reflete, para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída, a proximidade da capacidade comercial face à respetiva capacidade técnica. Quanto mais próxima for a capacidade comercial da capacidade técnica para um determinado ponto da rede de transporte, mais provável é a ocorrência de situações de congestionamento. O fator de utilização comercial, que corresponde a um fator multiplicativo, será determinado pelo rácio entre a capacidade comercial e a capacidade técnica de determinado ponto.

determinado ponto da RNTG atinge a capacidade técnica, a metodologia sinaliza um sinal de preço mais alto, proporcional à utilização relativa de cada ponto. No ano gás 2024-2025, os fatores de utilização comercial aprovados para os pontos de entrada a partir do VIP Ibérico e do Terminal de GNL foram de 30,1% e 98,7%, respectivamente. A diferença relativa entre estes dois valores faz com que nos preços de referência publicados, se tenha observado um rácio de 2,81 entre o Terminal de GNL e o VIP Ibérico no ano gás 2024-2025, e de 2,82 no ano gás 2026-2027.

Do ponto de vista da utilização dos pontos de entrada e saída da rede de transporte, em comparação com as respetivas capacidades técnicas, será de ponderar qual a banda de fatores de utilização comercial a considerar para efeitos do sinal de preço a transmitir. Em abstrato, do ponto de vista da utilização da rede, não será economicamente relevante diferenciar uma utilização de 10% de uma utilização de 20%, uma vez que ambas as situações estariam suficientemente distantes da capacidade técnica. Contudo, atualmente, a metodologia sinalizaria uma utilização relativa mais alta no segundo caso, incrementando o sinal de preço respetivo. Tendo em consideração isto, será de ponderar se o sinal de preço não deveria apenas ser ativado para utilizações acima de determinado limiar, face à capacidade técnica do ponto. Tal abordagem colocaria, implicitamente, um teto à diferenciação máxima entre pontos de entrada e entre pontos de saída.

Em suma, as perguntas a colocar na presente consulta prévia, são as seguintes:

1. Sem prejuízo dos descontos tarifários aplicáveis, deverão os pontos de entrada a partir de produtores de gás estar sujeitos a um preço único, sem diferenciação pela metodologia de referência?
2. Considera os descontos definidos ao abrigo do artigo 9.º do Código de Rede de Tarifas adequados?
3. Ao nível dos multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade de curto prazo, nos pontos de entrada e saída da rede de transporte, identifica vantagens em estabelecer valores distintos entre pontos de entrada e saída ou em diferenciar os multiplicadores com fatores sazonais entre meses?
4. Podendo existir no futuro fluxos físicos da rede de distribuição para a rede de transporte, deveria a metodologia de preço de referência acautelar os fluxos invertidos? Se sim, de que maneira?
5. Deveria a metodologia de preço de referência estabelecer um limiar ao nível dos fatores de utilização comercial, abaixo do qual não se diferencia o sinal de preço entre pontos da rede? Como obter esse limiar? Deve o mesmo ser diferenciado entre tipos de ponto?

5.3 APLICAÇÃO PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de URT é aplicada pelo ORT aos seus utilizadores nos pontos de fronteira com a RNTG, quer sejam pontos de entrada, quer sejam pontos de saída. O Quadro 5-4 indica para cada ponto a variável de faturação da tarifa de URT aplicada pelo ORT, bem como observações complementares.

Quadro 5-4 - Tarifa de URT aplicada pelo Operador da Rede de Transporte

	Utilizador da Rede de Transporte	Variável de faturação (unidade do preço)	Observações
Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Capacidade contratada (EUR/kWh/dia/dia)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sujeito a processos de atribuição de capacidade (tarifa de URT representa o preço de reserva) ▪ Preço depende do tipo de produto (capacidade firme ou interruptível) e do horizonte temporal (plurianual, anual, trimestral, mensal, diário ou intradiário)
	Terminal de GNL		
	Armazenamento subterrâneo	ou (EUR/kWh/hora/hora)	
	Produtores de gás	Capacidade utilizada na injeção (EUR/kWh/dia/dia)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Não sujeito a processos de atribuição de capacidade
Saída da RNTG	VIP Ibérico	Capacidade contratada (EUR/kWh/dia/dia)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sujeito a processos de atribuição de capacidade (tarifa de URT representa o preço de reserva) ▪ Preço depende do tipo de produto (capacidade firme ou interruptível) e do horizonte temporal (plurianual, anual, trimestral, mensal, diário ou intradiário)
	Terminal de GNL		
	Armazenamento subterrâneo	ou (EUR/kWh/hora/hora)	
	Operadores das redes de distribuição	Capacidade utilizada (EUR/kWh/dia/dia)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Os ORD repercutem a tarifa de URT através da tarifa de Acesso às Redes aos clientes ligados em MP e BP
	Clientes em Alta Pressão		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes ▪ Disponível em diferentes opções tarifárias ³²
UAG (propriedade de clientes)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes das UAG (propriedade de clientes) ³³ 		

No caso da variável **capacidade contratada**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT corresponde ao preço de reserva nos processos de atribuição de capacidade, na forma de leilões de capacidade. Em função das condições de procura e de oferta desses leilões, pode resultar um preço final igual ou superior ao preço de reserva. A diferença entre o preço final e o preço de reserva designa-se por prémio de leilão. Refira-se, ainda, que o valor de capacidade reservada pelo agente de mercado constitui um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo, independentemente do uso efetivo. No

³² Nas opções tarifárias a variável de faturação é um conceito semelhante à capacidade utilizada.

³³ Devido a restrições na medição da capacidade utilizada destes clientes, o preço de capacidade utilizada é convertido para um preço de energia, em euros por kWh.

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, conforme referido na nota de rodapé 24.

No caso da variável **capacidade utilizada na injeção**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT é aplicado ao valor medido na instalação do produtor de gás de capacidade de injeção para a rede de transporte, aplicando-se ao máximo da injeção diária, medido em kWh/dia, registado nos últimos 12 meses. A partir do ano gás 2025-2026, aplica-se o desconto tarifário previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo 18.º do Regulamento (UE) 2024/1789, conforme referido na nota de rodapé 24.

No caso da variável **capacidade utilizada**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT é aplicado ao valor medido na instalação do consumidor (ou nos pontos de fronteira da RNTG com a RNDG) pela utilização da capacidade de saída da rede de transporte, aplicando-se por defeito ao máximo consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos 12 meses. As exceções a esta aplicação ocorrem nas opções tarifárias adicionais para os clientes em AP e no caso das UAG propriedade de clientes ³⁴. As **opções tarifárias** disponíveis para clientes em AP estão caracterizadas no Quadro 5-5, sendo que a opção de «longas utilizações» corresponde à opção por defeito.

³⁴ Nas entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes, devido à impossibilidade de ter uma medição para o conceito de capacidade utilizada, a ERSE procede a uma conversão do preço de capacidade utilizada, aplicável aos clientes em AP, para um preço de energia, em EUR/kWh, de acordo com um fator de modulação a publicar pela ERSE.

Quadro 5-5 - Variável de faturação na tarifa de URT para clientes em AP, por opção tarifária

Opção tarifária	Variável de faturação	Unidade do preço
Longas utilizações	<u>Capacidade utilizada</u> Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos doze meses, incluindo o mês a que a fatura respeita.	EUR/(kWh/dia) por dia
	<u>Capacidade base anual</u> A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses, incluindo o mês a que a fatura respeita.	
Flexível anual	<u>Capacidade mensal adicional</u> A capacidade mensal adicional dos meses de verão (abril a setembro) corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual.	
	<u>Capacidade mensal</u> Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura. Preços são diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março).	
Flexível mensal	<u>Capacidade diária</u> Consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura. Preços são diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março).	

Os preços de capacidade das **opções tarifárias flexíveis** são obtidos mediante a aplicação de fatores multiplicativos ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações. Os fatores multiplicativos são apresentados no Quadro 5-6.

Quadro 5-6 - Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT do ORT

	Mês	Fatores multiplicativos		
		Flexível anual Capacidade mensal adicional	Flexível mensal Capacidade mensal	Flexível diária Capacidade diária
Inverno	jan	-	3,0	10,0
	fev	-	3,0	10,0
	mar	-	3,0	10,0
Verão	abr	1,5	1,5	6,0
	mai	1,5	1,5	6,0
	jun	1,5	1,5	6,0
	jul	1,5	1,5	6,0
	ago	1,5	1,5	6,0
	set	1,5	1,5	6,0
Inverno	out	-	3,0	10,0
	nov	-	3,0	10,0
	dez	-	3,0	10,0

5.4 APLICAÇÃO PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A tarifa de URT é aplicada pelos ORD aos clientes ligados às redes de distribuição em MP e BP. Estes devem pagar a tarifa de URT uma vez que utilizam a RNTG a montante: o gás que chega aos clientes em MP e em BP passa pela RNTG antes de entrar na RNDG.

Importa referir que o pagamento da tarifa de URT pelos clientes em MP e BP aos ORD é neutra para estes últimos, uma vez que transferem a totalidade do valor para o ORT através do pagamento da tarifa de URT aplicada pelo ORT aos ORD. O Quadro 5-7 indica a variável de faturação na tarifa de URT aplicada pelos ORD, bem como observações complementares.

Quadro 5-7 - Tarifa de URT aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição

	Utilizador da Rede de Transporte	Observações	Variável de faturação
Saída da RNDG	Clientes em Média Pressão	▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes	Energia EUR/kWh
	Clientes em Baixa Pressão	▪ Disponível em diferentes opções tarifárias	

Conforme decorre do RT, os preços da tarifa de URT a aplicar pelos ORD às entregas a clientes são ajustados com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Por esta razão, o preço da tarifa de URT, em EUR/kWh, é diferente entre MP e BP ³⁵.

³⁵ O preço da tarifa de URT é igual para todas as opções tarifárias e escalões de consumo dentro do mesmo nível de pressão.

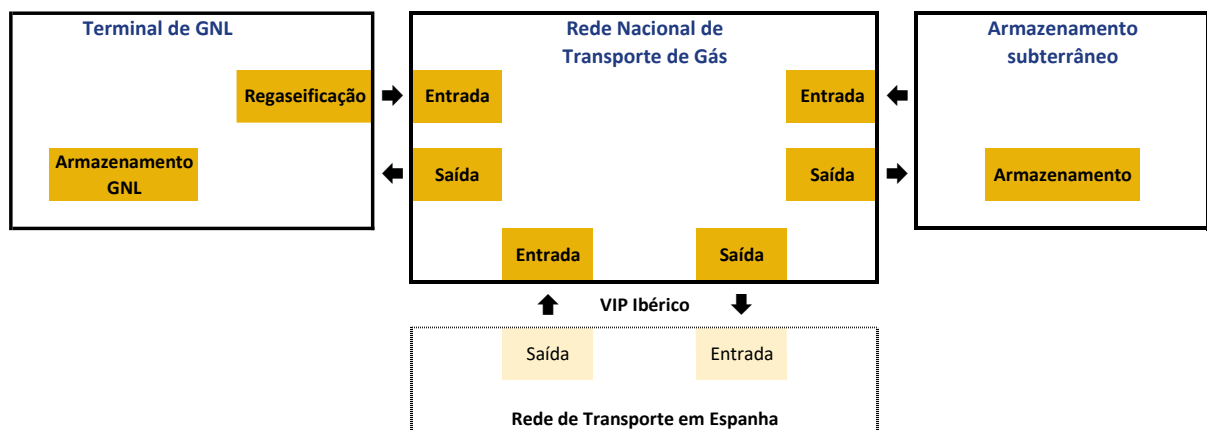
6 PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Este capítulo caracteriza os produtos de capacidade nas infraestruturas de Alta Pressão (secção 6.1), bem como os multiplicadores aplicáveis aos produtos de prazo inferior ao ano (secção 6.2) e o cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade interruptível (secção 6.3).

6.1 PRODUTOS DE CAPACIDADE

Nas infraestruturas de Alta Pressão do SNG (terminal de GNL, armazenamento subterrâneo, pontos de entrada e de saída da rede de transporte para estas infraestruturas e interligações internacionais) vigora um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, através de mecanismos de mercado, sujeita a pagamento, independentemente da sua utilização. A Figura 6-1 ilustra os produtos de capacidade em Portugal que decorrem de processos de atribuição de capacidade.

Figura 6-1 - Ilustração dos produtos de capacidade em Portugal



Legenda: Produto de capacidade em Portugal, cujos preços de reserva são aprovados pela ERSE

Produto de capacidade em Espanha, cujos preços de reserva são aprovados pela CNMC

No terminal de GNL os dois produtos de capacidade referem-se ao armazenamento de GNL e à regaseificação. No armazenamento subterrâneo o único produto de capacidade é referente ao armazenamento. No transporte os produtos de capacidade dizem respeito aos pontos de entrada e saída da RNTG com reserva vinculativa, nomeadamente na interface com o VIP Ibérico, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo. A título complementar, a figura indica igualmente os produtos de capacidade do lado espanhol para o VIP Ibérico, referentes à rede de transporte em Espanha.

Para além dos produtos de capacidade individuais na Figura 6-1, existem ainda produtos *'bundle'*, i.e., produtos de capacidade atribuídos de forma conjunta, designados por produtos de capacidade harmonizada ou agrupada:

- Produtos *'bundle'* no VIP Ibérico, que envolvem um ponto de entrada e um ponto de saída das redes de transporte em Portugal e de Espanha, nos dois sentidos de transporte de gás.
- Produto *'bundle'* na fronteira da rede de transporte com o terminal de GNL, que envolve o serviço de regaseificação do terminal e a entrada na rede de transporte.
- Produto *'bundle'* no terminal de GNL, referente à soma de três serviços prestados pelo terminal de GNL, nomeadamente a receção, o armazenamento e a regaseificação de GNL ³⁶.

O Quadro 6-1 apresenta os produtos de capacidade, de natureza firme e interruptível, nas infraestruturas de Alta Pressão, sem incluir os produtos *'bundle'* que envolvem mais do que uma infraestrutura.

³⁶ Neste caso o produto de capacidade exige a contratação de capacidade apenas no processo de regaseificação.

Quadro 6-1 - Produtos de capacidade em Portugal, por infraestrutura e serviço

Infraestrutura	Serviço	Produto de capacidade
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico <u>Firme</u> : A, T, M, D, ID <u>Interruptível</u> : D, ID
		Terminal de GNL <u>Firme</u> : A, T, M, D, ID <u>Interruptível</u> : ID
		Armazenamento subterrâneo <u>Firme</u> : D, ID <u>Interruptível</u> : ID
	Saída da RNTG	VIP Ibérico <u>Firme</u> : A, T, M, D, ID <u>Interruptível</u> : D, ID
		Terminal de GNL <u>Interruptível</u> : D, ID
		Armazenamento subterrâneo <u>Firme</u> : D, ID <u>Interruptível</u> : ID
Terminal GNL	Armazenamento de GNL <u>Firme</u> : A, T, M, D	
	Regaseificação <u>Firme</u> : A, T, M, D, ID <u>Interruptível</u> : ID	
	Serviço agregado: recepção, armazenamento e regaseificação de GNL <u>Firme</u> : A, T, M, D	
Armazenamento subterrâneo	Armazenamento <u>Firme</u> : A, T, M, D	

Legenda: A – anual, T – trimestral, M – mensal, D – diário, ID – intradiário

A última coluna do Quadro 6-1 identifica os horizontes de contratação (anual, trimestral, mensal, diário, intradiário) disponíveis para produtos de capacidade firme e interruptível.

6.2 MULTIPLICADORES

Os preços de reserva dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano relacionam-se com os preços de reserva dos produtos de capacidade anual através de fatores multiplicativos, designados por multiplicadores.

A definição dos multiplicadores deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores das infraestruturas e, por outro lado, não sejam criadas barreiras à contratação de curto prazo, prejudicando-se a flexibilidade tarifária e a entrada de novos agentes no mercado. Os multiplicadores condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal por forma a minimizar o seu pagamento.

O modelo de contratação de capacidade com produtos de capacidade de curto prazo oferece vantagens aos agentes de mercado com carteiras de clientes de menor dimensão e maior volatilidade uma vez que estes podem subscrever produtos de capacidade com prazo inferior a um ano, ficando libertos da obrigação de pagamentos anuais por capacidade subutilizada. A oferta de vários produtos de capacidade (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário) permite que os vários comercializadores adaptem as suas necessidades de capacidade ao perfil de consumo da sua carteira de mercado.

Por regra, os multiplicadores devem aumentar com a diminuição do horizonte do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema.

O [Regulamento \(UE\) 2017/460](#), de 16 de março, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, impõe limites para os multiplicadores dos produtos de curto prazo para produtos de capacidade firme normalizados na atividade de transporte ³⁷.

Conforme previsto no referido regulamento, foi realizada, em 2024, uma consulta pública relativa às estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás ³⁸ que resultou numa alteração metodológica relativa ao cálculo dos multiplicadores e, na adoção, para o ano gás 2024-2025, dos multiplicadores para os produtos de capacidade de curto prazo, disponíveis nas infraestruturas de Alta Pressão. Os multiplicadores mantiveram-se constantes desde então, nos valores apresentados no Quadro 6-2.

³⁷ Para os produtos mensal e trimestral o multiplicador não deve ser inferior a 1 nem superior a 1,5. Para os produtos diário e intradiário o multiplicador não deve ser inferior a 1 nem superior a 3. Em casos devidamente justificados o multiplicador pode ser inferior a 1 (mas nunca inferior a 0) e superior a 3.

³⁸ Consulta Pública n.º 117, disponível [aqui](#).

Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de prazo inferior ao ano, ano gás 2026-2027

Infraestrutura	Serviço	Multiplicadores				
		T	M	D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	1,18	1,35	1,94	2,13
		Terminal de GNL	1,18	1,35	1,94	2,13
		Armazenamento subterrâneo	–	–	1,00	1,10
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	1,18	1,35	1,94	2,13
		Terminal de GNL	1,18	1,35	1,94	2,13
		Armazenamento subterrâneo	–	–	1,00	1,10
Terminal GNL	Armazenamento de GNL	1,00	1,00	1,00	-	
	Regaseificação	1,18	1,35	1,94	2,13	
	Serviço agregado: recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	1,18	1,35	1,94	2,13	
Armazenamento subterrâneo	Armazenamento	1,00	1,05	1,10	–	

Legenda: T – trimestral, M – mensal, D – diário, ID – intradiário

No caso das interligações internacionais (VIP Ibérico), e para contratação de produtos de capacidade com um horizonte temporal plurianual, aplicam-se os preços do produto de capacidade anual de uso da rede de transporte, em vigor no momento de utilização da capacidade.

6.3 PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL

O Regulamento Tarifário do Setor do Gás prevê duas modalidades de desconto para produtos de capacidade interruptível, nomeadamente os descontos prévio e posterior³⁹. Estes descontos estão harmonizados com as definições do [Regulamento \(UE\) 2017/460](#). Cabe à ERSE definir para cada ano gás a modalidade de desconto a aplicar a cada serviço de infraestrutura.

³⁹ No caso do desconto prévio o preço de reserva do produto interruptível resulta da aplicação de um desconto percentual ao preço de reserva do produto de capacidade firme equivalente. No caso do desconto posterior os utilizadores da rede são compensados após as interrupções ocorrerem.

O [Regulamento \(UE\) 2017/459](#) da Comissão, de 16 de março, que estabelece um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, define que os operadores de redes de transporte devem oferecer produtos de capacidade interruptível normalizados pelo menos nos horizontes diário e intradiário nos pontos de interligação. No sentido de maximizar a capacidade oferecida no ponto de interligação, o operador da rede de transporte poderá também oferecer produtos de capacidade interruptível normalizada de duração anual, trimestral e mensal, até aos montantes que seja possível harmonizar com o operador da rede de transporte adjacente.

O Quadro 6-3 identifica o tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível no ano gás 2026-2027, constatando-se a aplicação generalizada do desconto prévio a todos os casos.

Quadro 6-3 - Tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2026-2027

Infraestrutura	Serviço	Tipo de desconto	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Desconto prévio
		Terminal de GNL	Desconto prévio
		Armazenamento subterrâneo	Desconto prévio
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	Desconto prévio
		Terminal de GNL	Desconto prévio
		Armazenamento subterrâneo	Desconto prévio
Terminal GNL	Regaseificação	Desconto prévio	

Especificamente, o desconto prévio é calculado pela seguinte expressão:

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

em que **Pro** é a probabilidade de interrupção e **A** é o fator de ajustamento de modo a refletir o valor económico estimado do tipo de produto de capacidade interruptível ⁴⁰. Ambos os parâmetros devem ser definidos por serviço de cada infraestrutura e por horizonte do produto de capacidade. O Quadro 6-4 apresenta o valor da probabilidade de interrupção (**Pro**) a considerar para o cálculo do desconto prévio.

⁴⁰ Ambos os parâmetros são fixados pela ERSE após proposta do Operador da Rede de Transporte.

Quadro 6-4 - Probabilidade de interrupção dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2026-2027

Infraestrutura	Serviço	Probabilidade de interrupção		
		D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	4,6%	4,6%
		Terminal de GNL	–	7,6%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	4,6%	4,6%
		Terminal de GNL	0%	0%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
Terminal GNL	Regaseificação	–	7,6%	

Legenda: D – diário, ID – intradiário

As probabilidades de interrupção a considerar no (i) serviço de entrada para a RNTG a partir do VIP Ibérico e do Terminal de GNL, (ii) no serviço de saída da RNTG para o VIP Ibérico e (iii) no serviço de regaseificação, equivalem à proposta apresentada pelo ORT, cujos valores se encontram justificados em estudo próprio. Nos restantes serviços foi assumida uma probabilidade de interrupção nula uma vez que o respetivo preço de reserva do produto de capacidade firme já tem um valor nulo. O RT permite diferenciar a probabilidade de interrupção por horizonte do produto, possibilidade essa que não está a ser ainda explorada. Por fim, é aplicado um fator de ajustamento unitário ($A=1$) a todos os produtos de capacidade interruptível. Os valores para a probabilidade de interrupção (**Pro**) e para o fator de ajustamento (**A**), apresentados acima, conduzem aos descontos prévios apresentados no Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Desconto prévio dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2026-2027

Infraestrutura	Serviço	Desconto prévio		
		D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	4,6%	4,6%
		Terminal de GNL	–	7,6%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	4,6%	4,6%
		Terminal de GNL	0%	0%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
Terminal GNL	Regaseificação	–	7,6%	

Legenda: D – diário, ID – intradiário

7 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O RT não prevê a determinação de custos incrementais associados à variável de faturação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), na medida em que os preços relativos à atividade de gestão global do sistema são diretamente determinados pela divisão dos proveitos permitidos desta atividade pela energia entregue.

A tarifa de UGS é composta por duas parcelas, a parcela I e a parcela II.

A **parcela I** recupera os proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade de abastecimento. Na parcela I estão incluídos também os mecanismos de socialização de custos do armazenamento subterrâneo de gás e do Terminal de GNL, bem como o desconto que resulta da aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP.

Os referidos mecanismos foram implementados com o objetivo de diminuir o impacto dos ajustamentos na tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo e na tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

O desconto que resulta da aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, assim como o desconto dos clientes ligados em BP e faturados em MP, que no passado era repercutido na tarifa de Uso da Rede de Transporte, é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema ⁴¹.

Estes descontos foram definidos com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva integrada do setor, como a construção de ligações à rede de AP por grandes clientes já abastecidos em MP ou em BP. Na sua ausência, determinados clientes industriais com consumos elevados e ligados fisicamente às redes de MP e de BP, poderiam ter um incentivo e ligarem-se à rede de AP, uma vez que os custos que teriam com a ligação à rede seriam compensados por pagamentos inferiores de tarifas de Acesso às Redes, dado que deixariam de pagar tarifas de Acesso às Redes em MP (ou em BP) e passariam a pagar tarifas de Acesso às Redes em AP.

Adicionalmente, no seguimento da revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do Setor do Gás ⁴² e nos termos do Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, a partir do ano gás 2023-2024 uma parte dos

⁴¹ Para a adoção deste procedimento, concorreu o facto de o Código de Rede de Tarifas não permitir que as tarifas de Uso da Rede de Transporte recuperem estes custos, uma vez que os mesmos não estão relacionados com a atividade de transporte.

⁴² [Consulta pública n.º 114](#).

custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador passaram a ser recuperados através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. A razão desta alteração prende-se com o requisito legal de recuperar os custos da atividade através de um preço aplicado ao serviço de intermediação prestado no processo de mudança de comercializador, a pagar pelo novo comercializador, com o remanescente a ser recuperado, de forma supletiva, através das tarifas. Para dar resposta ao novo enquadramento legal, a revisão regulamentar introduziu um novo preço regulado, aplicável às mudanças de comercializador, para recuperar uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador. O valor remanescente é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a qual foi introduzida no ano gás 2018-2019, deixou assim de existir enquanto tarifa autónoma a partir do ano gás 2023-2024. No ano gás 2026-2027, tal como no ano gás anterior, e de acordo com a estimativa de mudanças de comercializador a ocorrer, a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema recuperará metade dos proveitos permitidos da atividade de operação logística de mudança de comercializador.

A **parcela II** visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás transferidos para a tarifa de UGS, no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado. Esta parcela não se aplica aos fornecimentos às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário.

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

8 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Distribuição de gás consiste na veiculação de gás em redes de distribuição de média pressão (entre 4 e 20 bar) e baixa pressão (inferior a 4 bar), para entrega às instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição, excluindo a sua comercialização.

Esta atividade regulada é exercida em regime de concessão ou de licença de serviço público, mediante a exploração e manutenção das respetivas infraestruturas que, no seu conjunto, integram a exploração da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG).

Atualmente, a rede de distribuição está organizada em torno de seis áreas de concessão ligadas à rede de transporte, que correspondem às empresas: Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás Distribuição, Setgás e Tagusgás. Os restantes 5 operadores das redes de distribuição detêm licenças de distribuição local de gás: Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.

Cabe ao operador da rede de distribuição, na respetiva área de concessão ou da licença, assegurar condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço na operação da rede, e gerir os fluxos de gás, garantindo a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as infraestruturas dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema. O operador da rede de distribuição é também responsável por assegurar a capacidade da respetiva rede de distribuição de gás, contribuindo para a segurança do abastecimento, bem como, assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros, garantindo a não discriminação entre os utilizadores ou categorias de utilizadores da rede.

A rede de distribuição compreende a rede primária, a rede secundária, ramais, as unidades autónomas de gás (UAG) e os dispositivos terminais de rede, como por exemplo os redutores, entre outros.

Importa ainda referir que a adequação da estrutura tarifária às necessidades de utilização das redes de distribuição em média pressão foi analisada de forma detalhada no decorrer do exercício tarifário realizado para o ano gás 2024-2025. Os resultados e conclusões desta análise estão disponíveis para consulta no documento «Estrutura Tarifária no Ano Gás 2024-2025». O estudo avaliou a aderência da estrutura tarifária vigente e identificou oportunidades de melhoria para uma otimização futura.

8.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos definidos no RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP e de Uso da Rede de Distribuição em BP devem proporcionar os proveitos da atividade de Distribuição de gás de cada operador da rede, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

São definidas três tarifas de Uso da Rede de Distribuição:

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, aplicável às entregas em MP e BP.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP⁴³, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP⁴⁴, aplicável às entregas em BP<.

A definição da tarifa de URD por nível de pressão permite evitar alguns dos problemas associados às tarifas do tipo selo postal. Com efeito, a **diferenciação por nível de pressão** permite dar o sinal de distância aos consumidores, na medida em que a utilização dos ativos da rede de distribuição tipicamente depende diretamente do nível de pressão a que a instalação consumidora se encontra ligada. Uma instalação consumidora ligada à rede de BP, para além de utilizar a rede de baixa pressão, também utiliza a rede de MP. Uma instalação consumidora ligada à rede de MP, pelo contrário, apenas utiliza a rede de distribuição do nível de pressão a que se encontra ligada. Neste contexto, os custos associados à utilização das redes por uma instalação consumidora em MP são muito diferentes dos custos imputáveis à mesma instalação ligada à rede de BP. Assim, a definição de uma tarifa sem diferenciação por nível de pressão introduziria desnecessariamente uma perequação de custos entre utilizadores das redes de níveis de pressão diferentes e não transmitiria sinais preço que traduzam os verdadeiros custos provocados pelos diferentes utilizadores das redes de distribuição. Deste modo, por forma a maximizar a aderência das tarifas aos custos provocados nas redes por cada segmento de consumidores e a minimizar as subsídios cruzadas entre grupos de consumidores fornecidos em níveis de pressão diferentes, definem-se no RT as três tarifas de Uso da Rede de Distribuição acima mencionadas.

O modelo tarifário adotado para o sistema de gás português contempla a **uniformidade tarifária**, estando previstas **compensações entre os operadores das redes de distribuição**, uma vez que a uniformidade

⁴³ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

⁴⁴ Baixa pressão para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

tarifária implica desvios entre os proveitos permitidos e os proveitos faturados de cada operador de rede de distribuição.

De acordo com o RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- **Preços de capacidade utilizada**, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definidos em euros por kWh/dia, por dia.
- **Preços de energia**, com diferenciação entre períodos de vazio e fora de vazio, definido em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
- **Preços do termo tarifário fixo**, definido em euros por dia, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.

Refira-se que, contrariamente aos preços de capacidade e energia, os preços do **termo tarifário fixo** só são aplicáveis a clientes diretamente ligados à rede do nível de pressão a que a tarifa diz respeito. Ou seja, os preços do termo tarifário fixo da tarifa de URD de MP só se aplicam a clientes diretamente ligados em MP e os preços do termo tarifário fixo da tarifa de URD de BP> ou BP< só se aplicam a clientes diretamente ligados em BP> ou BP<, respetivamente.

Os preços dos termos tarifários que integram as tarifas de Uso das Redes de Distribuição têm por base a contribuição de cada um dos *drivers* de custos, representados pelas variáveis de faturação adotadas, para os custos totais da atividade de distribuição de gás.

Os custos da atividade de distribuição de gás incluem, fundamentalmente, os custos de investimento nas redes, designadamente custos de instalação das condutas, de postos de redução de pressão e medição e os custos de operação e manutenção das redes.

A inclusão dos preços do termo tarifário fixo nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição visa refletir o conjunto de custos que não dependem da energia ou capacidade utilizada, como custos administrativos e custos associados à medição, leitura e processamento de dados, assim como alguns custos dos troços de redes periféricos.

O preço de **capacidade utilizada** visa refletir os custos dos troços da rede de distribuição mais periféricos, de utilização partilhada por um pequeno número de clientes e cujo dimensionamento é diretamente influenciado pela capacidade que cada cliente deseja utilizar. Estes troços da rede são condicionados fundamentalmente pela capacidade máxima solicitada pelo conjunto desses clientes em qualquer momento.

A inclusão de um **preço de energia em períodos de fora de vazio** nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição visa refletir os encargos com os troços das redes mais centrais das redes de distribuição, partilhados por um grande número de clientes, e cujo dimensionamento é indiretamente influenciado pela capacidade que cada cliente deseja utilizar, através de um coeficiente de simultaneidade nos períodos em que as redes são objeto de maior solicitação.

Por último, as tarifas incluem um **preço de energia em períodos de vazio** em função do volume de gás consumido nesse período, de modo a refletir os encargos que são proporcionais aos volumes de gás distribuídos pelas redes.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes dos comercializadores de último recurso e a clientes dos comercializadores de mercado liberalizado.

8.2 DETERMINAÇÃO DAS CONVERSÕES DE QUANTIDADES E PERFILAGEM

Os equipamentos de medida e a periodicidade de leitura condicionam a informação disponível sobre as quantidades características do fornecimento de gás em cada ponto de entrega.

Uma vez que os contadores com capacidade de leitura diária estão disponíveis para os fornecimentos anuais superiores a 100 000 m³, considera-se que todos os clientes ligados às redes de distribuição com fornecimentos anuais superiores a 100 000 m³ estão nas respetivas opções tarifárias com leitura diária.

Nos consumidores domésticos apenas está disponível informação de consumo sobre a energia anual e o número de clientes, em cada escalão de consumo. Assim, é necessário estimar as restantes variáveis de faturação, para aplicação das tarifas por atividade no modelo tarifário. Em particular:

- A decomposição da energia nos períodos de fora de vazio e de vazio é estimada a partir da caracterização dos perfis diários das entregas agregadas nas redes de distribuição.
- A capacidade utilizada é estimada a partir da relação característica entre o consumo médio diário e o seu valor máximo durante o ano (modulação).

Relativamente à conversão de energia anual para energia em fora de vazio e vazio, utilizou-se uma relação de 96% para fora de vazio nos fornecimentos de BP<. Nos fornecimentos em BP> e MP foi utilizada a

estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2024-2025. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94% e nos fornecimentos em MP é de 92%.

A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo. Na ausência de informação sobre o consumo diário nos fornecimentos em BP< e nas opções tarifárias BP> e MP com leitura mensal, estima-se a capacidade utilizada a partir do seu consumo anual, através do parâmetro de modulação. Nas restantes opções tarifárias foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2024-2025. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos ≤ 10 mil m³/ano – modulação entre 28 e 38 dias
- 10 mil m³/ano < Consumos ≤ 100 mil m³/ano – modulação de 51 dias
- Consumos > 100 mil m³/ano – modulação de 65 dias

Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o fator de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário, na metodologia de cálculo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP. Este fator relaciona o consumo médio no período fora de vazio, dos consumidores ligados na rede de BP, com o valor máximo diário desse perfil agregado. É este valor máximo diário do perfil agregado de BP que é utilizado para determinar o montante de pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, imputável às redes de jusante. Considerou-se um valor de 1,5 para este fator.

8.3 CUSTOS INCREMENTAIS

8.3.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

Nos termos definidos no RT, a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP e de Uso da Rede de Distribuição em BP deve ser baseada na estrutura de custos incrementais, por forma a dar sinais a uma utilização eficiente da rede de distribuição. Deste modo, são determinados custos incrementais diferenciados para a rede de MP e para a rede de BP, sendo que, para esta última, os valores são ainda diferenciados para entregas a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ (BP>) e com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<). Estes custos incrementais são ainda diferenciados por: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia no período de fora de vazio; (iii) custo incremental de energia no período de vazio; (iv) custo incremental, por cliente, ligado ao troço

periférico, não incorporado no preço da ligação; e (v) custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

O RT define que a estrutura dos preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição deve repercutir a estrutura dos custos incrementais, sujeita à aplicação de um fator multiplicativo comum de forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos da atividade.

No ano gás 2023-2024 foram determinados os custos incrementais para cada uma das variáveis de faturação nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição. O ano gás 2026-2027 preserva a mesma estrutura de custos incrementais, estabelecida no documento “Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024”, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas durante o período de regulação, embora se aplique um mesmo fator multiplicativo a todos os custos incrementais, diferente do ano gás anterior, devido ao novo nível de proveitos permitidos (fator multiplicativo do ano gás 2026-2027 encontra-se no Quadro 2-5).

8.3.2 CUSTOS INCREMENTAIS DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP

A determinação da estrutura das tarifas de Uso da Rede de BP implica a determinação dos seguintes custos incrementais para a rede de BP, diferenciados para BP> e BP<: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia no período de vazio; (iii) custo incremental de energia no período fora de vazio; (iv) custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação; e (v) custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

Apesar de regulamentarmente estarem definidos custos incrementais diferenciados para BP> e BP<, a informação relativa aos investimentos não permite calculá-los separadamente. Assim, calculam-se os custos incrementais de BP em conjunto, que se apresentam no Quadro 8-1.

Quadro 8-1 - Custos incrementais das redes de BP

Ci CU (EUR/MWh/dia)	Ci Wv (EUR/MWh)	Ci Wfv (EUR/MWh)	Ci NC (EUR/mês)	CiMed_i (EUR/mês)
43,79	0,08	4,38	1,24	0,11

Ci CU: Custo incremental de capacidade utilizada

Ci Wv: Custo incremental de energia de vazio

Ci Wfv: Custo incremental de energia fora de vazio

Ci NC: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CiMED_i: Custo incremental, por cliente, associado à leitura e processamento de dados

A determinação dos custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP encontra-se definida no documento «Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024».

Seguidamente sintetizam-se no Quadro 8-2 os custos incrementais de BP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de BP> e de Uso da Rede de Distribuição de BP<.

Quadro 8-2 - Custos incrementais de BP> e BP<

	Ci CU (EUR/MWh/dia)	Ci Wv (EUR/MWh)	Ci Wfv (EUR/MWh)	Ci NC (EUR/mês)	CiMed_L leitura diária (EUR/mês)	CiMed_L leitura mensal (EUR/mês)	CiMed_L < leitura mensal (EUR/mês)
URD BP>	43,79	0,08	4,38	1,24	0,11	0,11	n.a.
URD BP<	46,61	0,08	7,78	0,25	n.a.	n.a.	0,11

Ci CU: Custo incremental de capacidade utilizada

Ci Wv: Custo incremental de energia de vazio

Ci Wfv: Custo incremental de energia fora de vazio

Ci NC: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CiMed_L: Custo incremental, por cliente, associado à leitura e processamento de dados

CiMed_L<: Custo incremental para BP<, por cliente, associado à leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

8.3.3 CUSTOS INCREMENTAIS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP

A determinação da estrutura da tarifa de Uso da Rede de MP implica a determinação dos seguintes custos incrementais para a rede de MP: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia em períodos de fora de vazio; (iii) custo incremental de energia no vazio; (iv) custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação; e (v) custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

A determinação dos custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP encontra-se definida no documento «Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024».

Seguidamente sintetizam-se no Quadro 8-3 os custos incrementais das redes de MP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de MP.

Quadro 8-3 - Custos incrementais das redes de MP

Ci CU (EUR/MWh/dia)	Ci Wv (EUR/MWh)	Ci Wfv (EUR/MWh)	Ci NC (EUR/mês)	CiMed_L leitura diária (EUR/mês)	CiMed_L leitura mensal (EUR/mês)
21,94	0,02	0,42	10,04	0,11	0,11

Ci CU: Custo incremental de capacidade utilizada

Ci Wv: Custo incremental de energia de vazio

Ci Wfv: Custo incremental de energia fora de vazio

Ci NC: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CiMED_L: Custo incremental, por cliente, associado à leitura e processamento de dados

8.4 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO > 10 000 M³

8.4.1 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO

A tarifa de Acesso às Redes opcional em MP tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de Acesso às Redes de distribuição em MP e em BP.

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/ano, podem optar por tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, obtendo um desconto que depende do consumo anual do cliente (série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos) e da sua distância à rede de transporte em AP. O documento "[Estrutura Tarifária no Ano Gás 2016-2017](#)", apresenta a fundamentação detalhada da metodologia de cálculo do desconto a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP.

O cálculo do desconto a aplicar às tarifas de Acesso às Redes opcionais 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:

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

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

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

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

A constante C_w tem sido alterada anualmente, em função do valor das tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP e da modulação⁴⁵ considerada em cada ano gás.

Para a definição da modulação para o ano gás atual, optou-se por manter a modulação do ano gás anterior, 227 dias. O cálculo utilizado no ano gás anterior, da média dos três últimos anos civis, daria uma modulação de 225 dias. No entanto, a informação real mais recente, relativa ao ano de 2024, aponta para um aumento da modulação face a 2022 e 2023, para um valor de 236 dias. Por esse motivo, manteve-se o valor do ano gás 2025-2026.

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

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

⁴⁵ A modulação é medida em dias e define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).

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

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

Importa referir que a fórmula de desconto a aplicar aos consumidores é geral e aplicável a cada um dos consumidores a que seja aplicada a tarifa de Acesso às Redes opcional. O desconto unitário que cada consumidor irá observar, de acordo com a primeira fórmula acima indicada, depende destas constantes definidas anualmente pela ERSE, do seu consumo (W) e da distância a que se encontra da rede de AP (d).

O consumo W , em kWh, corresponde ao maior consumo anual do consumidor, determinado numa série de 12 meses a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos. Este consumo é atualizado anualmente pelo respetivo Operador da Rede de Distribuição.

A distância d , em km, é determinada no projeto de ligação, da instalação consumidora à rede de AP, elaborado pelo Operador da Rede de Transporte, mediante solicitação do consumidor.

A regra definida para aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é aplicável a todos os clientes com faturação em MP, ou seja, aos clientes ligados fisicamente em MP ou BP e com consumos anuais superiores a 10 000 000 m³.

8.4.2 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10 000 M³

No caso dos clientes ligados em Baixa Pressão e com consumos elevados, ao abrigo do artigo 29.º do RT, mantém-se a regra de opção pelas tarifas de Acesso às Redes em MP para consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de m³), à semelhança do valor publicado para o ano gás anterior.

Na determinação do consumo anual de gás que servirá de base para a aplicação da tarifa de Acesso às Redes em MP deverá ser considerado o maior consumo num período de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos.

8.5 OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No ano gás 2026-2027 as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP> são as seguintes:

- Tarifa de longas utilizações:
 - A capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações:
 - A capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.
 - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia, que apresenta valores mais elevados.
 - No cálculo dos preços da opção de curtas utilizações reduzem-se as modulações de 80 para 60 dias e de 50 para 30 dias para MP e BP>, respetivamente, tendo em conta que esta opção será extinta no final deste período de regulação, incentivando a transição dos clientes remanescentes⁴⁶ para outras opções tarifárias. Assim, no ano gás 2026-2027 esta opção tarifária mantém-se como vantajosa apenas para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de 60 e 30 dias, para MP e BP>, respetivamente.
- Tarifa flexível anual:
 - Contratação combinada de capacidade anual e mensal adicional exclusivamente nos meses de verão.
 - A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
 - A capacidade mensal adicional dos meses de verão (abril a setembro) corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
 - Só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.

⁴⁶ No final de 2024, persistiam 19 instalações faturadas na opção tarifária de curtas utilizações.

- Tarifa flexível mensal:
 - Contratação exclusivamente mensal.
 - A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
 - O preço da capacidade mensal é diferenciado entre os meses de inverno (de outubro a março) e os meses de verão (abril a setembro), sendo o valor de capacidade utilizada (kWh/dia) determinado mensalmente.

Na contratação mensal, no âmbito da tarifa flexível, e nas tarifas de curtas utilizações, sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP> com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2026-2027 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 8-4 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

	Mês	Fatores multiplicativos	
		Tarifa anual	Tarifa mensal
Inverno	jan	-	2,50
	fev	-	2,50
	mar	-	2,50
Verão	abr	1,25	1,25
	mai	1,25	1,25
	jun	1,25	1,25
	jul	1,25	1,25
	ago	1,25	1,25
	set	1,25	1,25
Inverno	out	-	2,50
	nov	-	2,50
	dez	-	2,50

8.6 REFERENCIAL DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS AOS CONSUMIDORES FINAIS

Devido a restrições dos equipamentos de medida instalados em cada ponto de entrega e para simplificar o sistema tarifário aplicável em segmentos de consumidores com menos informação, algumas das variáveis de faturação definidas não são aplicadas aos consumos na sua forma primária. Em vez disso, o conjunto de

preços é simplificado procedendo-se a conversões de preços. Assim, caracterizam-se no quadro seguinte as variáveis de faturação em função da opção tarifária e da periodicidade da leitura.

Quadro 8-5 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais

Variável de faturação	Longas Utilizações	Curtas Utilizações	Leitura Mensal	Flexível Anual	Flexível Mensal	Flexível Diária
Termo Tarifário Fixo	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	n.a.
Energia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh
Capacidade Utilizada	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Capacidade Base Anual	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.
Capacidade Mensal Adicional	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.
Capacidade Mensal	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.
Capacidade Diária	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia

9 ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

A ERSE introduziu escalões de consumo nas tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> no ano gás 2016-2017, como justificado no documento «[Estrutura Tarifária no Ano Gás 2016-2017](#)».

A introdução de escalões de consumo nos vários níveis de pressão pretendeu aproximar as tarifas de acesso às redes entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes ligados a níveis de pressão diferentes. Esta introdução de escalões de consumo teve em consideração as características dos consumidores nos vários níveis de pressão em Portugal continental e a estrutura das tarifas de Acesso às Redes em Espanha.⁴⁷

No ano gás 2019-2020 deixou de existir um preço de energia nos escalões de consumo na tarifa de Uso da Rede de Transporte, de acordo com o estabelecido no RT e na decisão fundamentada da ERSE, publicada a 18 de março de 2019⁴⁸, nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do CR Tarifas⁴⁹.

As tarifas de Acesso às Redes em MP e BP> de longas utilizações e de curtas utilizações apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

- Média Pressão (MP)
 - Consumo anual < 2 000 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 2 000 000 m³/ano
- Baixa Pressão > 10 000 m³/ano (BP>)
 - 10 000 m³/ano < Consumo anual < 700 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 700 000 m³/ano

A Figura 9-1 ilustra os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP>, em longas utilizações, no ano gás 2025-2026 e no ano gás 2026-2027. Nas tarifas a vigorar no ano gás 2026-2027 o diferencial de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e MP de longas utilizações observa um ligeiro decréscimo.

⁴⁷ Apoiado também pelo estudo “Study on Tariff Design for Distribution Systems”, onde é apresentada uma caracterização da estrutura tarifária da distribuição de diversos países europeus, conforme apresentado na revisão regulamentar do gás de 30 de janeiro de 2019 (ver documento de “[Enquadramento](#)”, capítulo 5.3.1, da CP71).

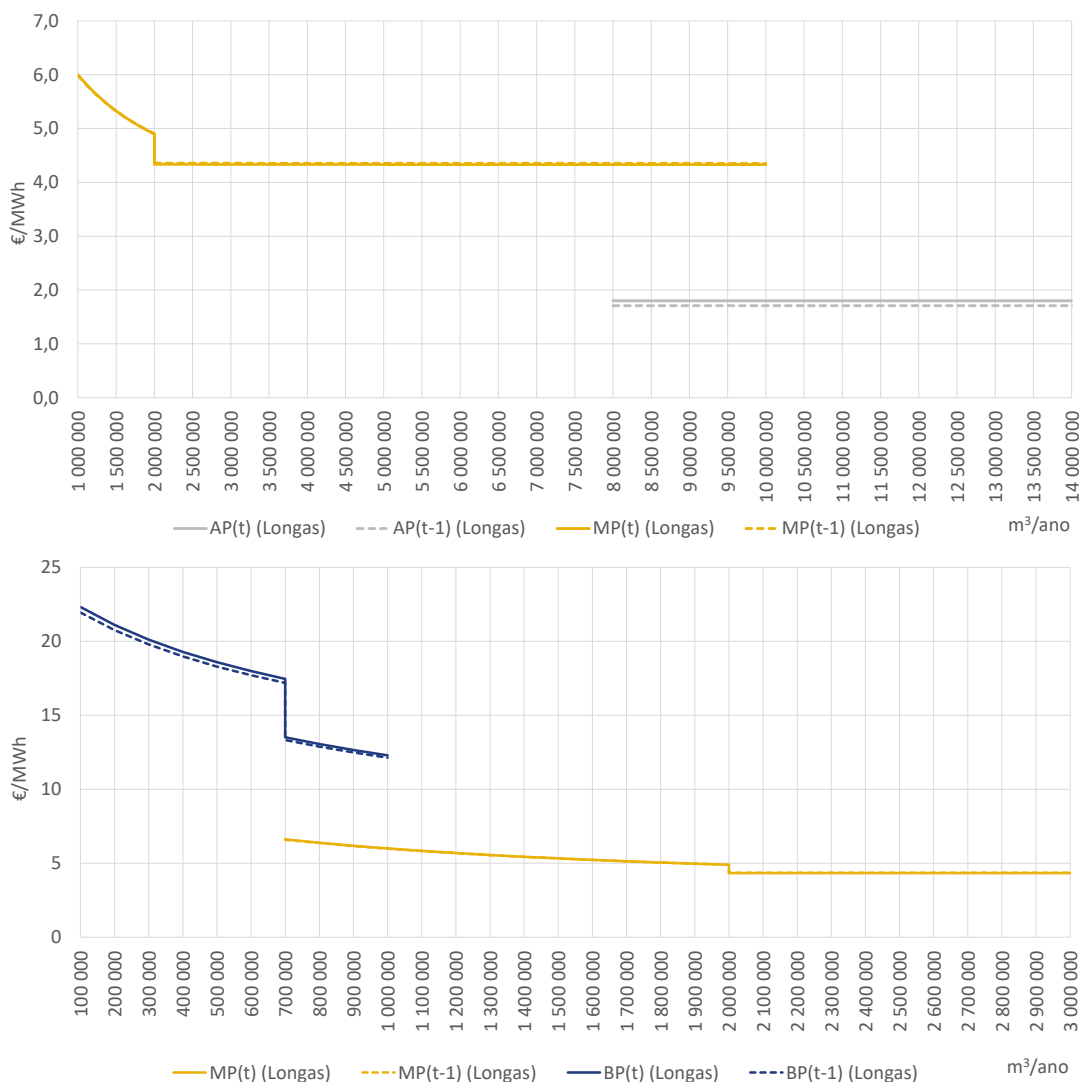
⁴⁸ Pode consultar a decisão fundamentada da ERSE [aqui](#).

⁴⁹ Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

Esta redução no diferencial de preços é resultado da tarifa de Acesso às Redes de longas utilizações em MP observar um decréscimo (-0,5%) tarifário, que conjuga com o acréscimo (+5,2%) da tarifa de Acesso às Redes de longas utilizações em AP. Estas variações diferenciadas nas tarifas de Acesso às Redes decorrem, por um lado, da evolução da tarifa de URT, que apresenta um acréscimo em AP e um decréscimo em MP. Por outro lado, o aumento da tarifa de UGS é mais significativo em AP face ao acréscimo conjunto da própria tarifa de UGS e da tarifa de URD em MP.

O diferencial de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em BP> e MP de longas utilizações observa um aumento, devido a um acréscimo (+1,4%) da tarifa de Acesso às Redes de longas utilizações em BP>, conjugado com um decréscimo (-0,5%) da tarifa de Acesso às Redes de longas utilizações em MP. Realce-se que, face a MP, a tarifa de URT observa um decréscimo menor em BP>, sendo esta evolução mais do que compensada por acréscimos nas tarifas de URD e de UGS.

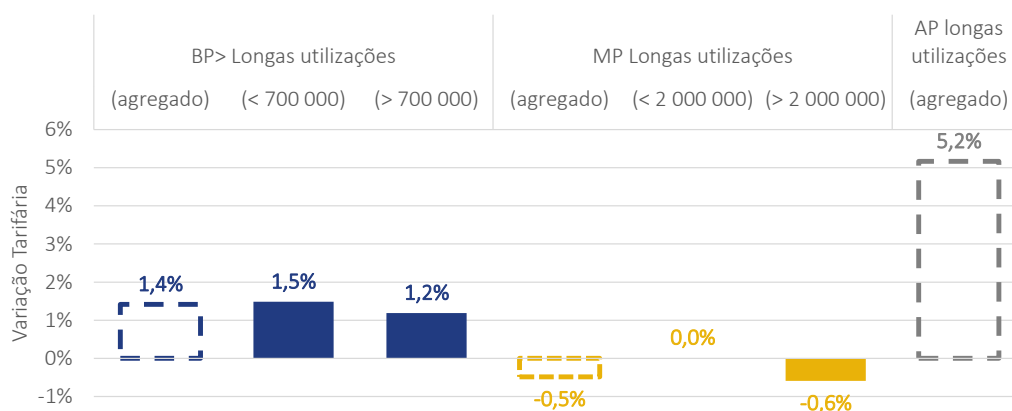
Figura 9-1 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP>, em (t) e (t-1)



Nota: As referências (t) e (t-1) designam os anos gás 2026-2027 e 2025-2026, respetivamente.

Na Figura 9-2 ilustram-se as variações tarifárias por nível de pressão e por escalão de consumo. A tracejado representam-se as variações médias do agregado do respetivo nível de pressão, nas opções de longas utilizações.

Figura 9-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em longas utilizações, por nível de pressão e por escalão de consumo



Da introdução dos escalões de consumo, nas tarifas de Acesso às Redes, resulta que nas tarifas a vigorar no ano gás 2026-2027 os consumidores com consumos anuais localizados no 2.º escalão de consumo de cada nível de pressão (consumos superiores) observam variações tarifárias inferiores, face aos consumidores localizados no 1.º escalão de consumo (consumos inferiores), em MP e em BP>.

Por forma a caracterizar consumos, capacidades e faturações anuais no ano gás 2026-2027, efetua-se uma análise utilizando uma amostra com informação real de consumos do ano 2024.

A caracterização dos consumos, das capacidades e das faturações anuais da amostra de consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ faturados em MP ou BP, foi dividida em: (i) consumidores em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³, distinguindo-se os intervalos inferior e superior ao limiar de 700 000 m³, e (ii) consumidores em MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, distinguindo-se os intervalos inferior e superior ao limiar de 2 000 000 m³.

9.1 CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMOS E DA FATURAÇÃO DOS CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO E MÉDIA PRESSÃO, COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M³

Para a realização do estudo foi utilizada informação de todos os ORD, faturados na opção de longas utilizações ou curtas utilizações, relativa aos consumos anuais de energia e capacidades utilizadas dos consumidores faturados, com consumos anuais superiores a 100 000 m³. O estudo incide em dados de consumos anuais de 998 consumidores do ano 2024, o último ano real disponível.

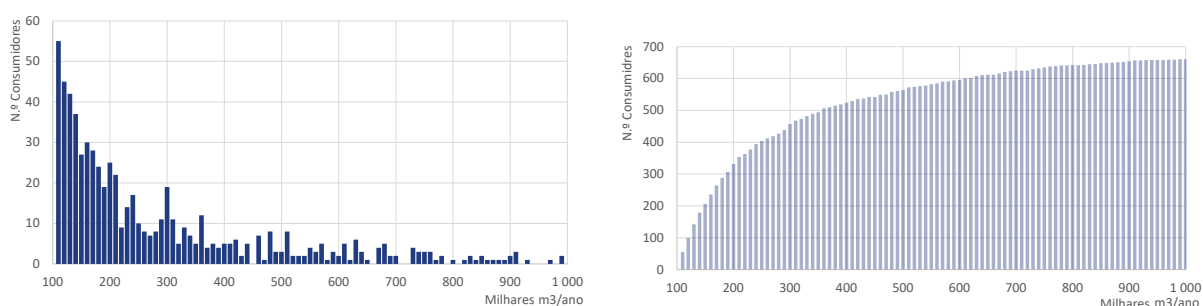
De seguida é apresentada uma análise das características de consumo deste universo de consumidores nas redes de distribuição de gás.

9.1.1 CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M³

Nesta análise consideram-se os consumidores faturados em BP> com consumos anuais compreendidos entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³, uma vez que a regra do limiar de consumo para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em BP> define que todos os consumidores ligados em BP> com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³, podem optar pelas tarifas de Acesso às Redes em MP. O universo de consumidores de gás, com consumos anuais compreendidos entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³, corresponde a 661 consumidores (66% dos 998 consumidores analisados).

A figura seguinte classifica os consumidores faturados em BP> em função do seu consumo anual. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de consumo (intervalos de 10 000 m³) e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

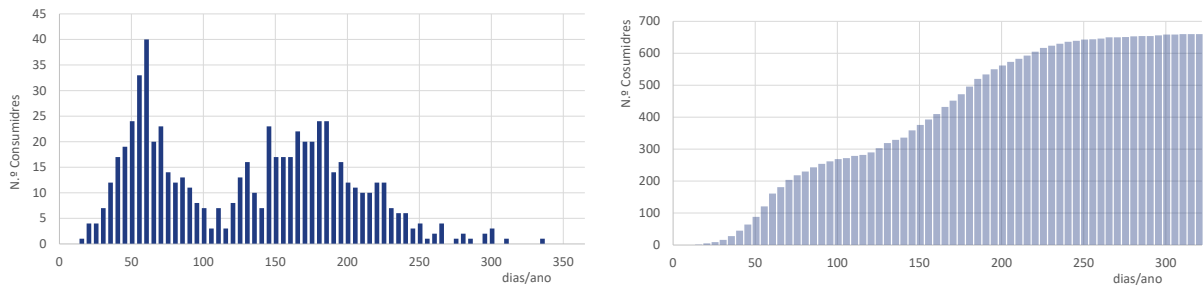
Figura 9-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Baixa Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é de 279 034 m³, com um valor de mediana de 199 233 m³. Cerca de 95% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 700 000 m³.

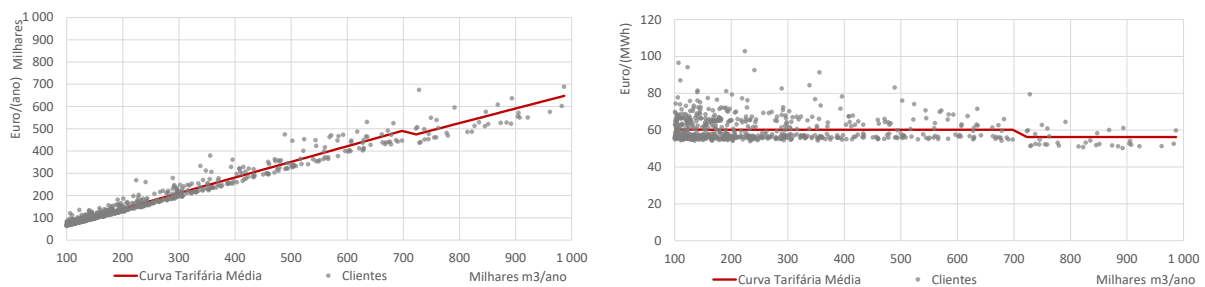
A figura seguinte classifica os consumidores em BP> em função do rácio entre o seu consumo anual e a sua capacidade utilizada, rácio esse denominado por modulação e medido em dias por ano. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

Figura 9-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que a modulação média deste universo de consumidores é de 129 dias/ano, com um valor de mediana de 137 dias/ano.

Considerando o preço de referência de venda a clientes finais (Capítulo 6.4 do documento «Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2026-2027»), para o ano gás 2026-2027, em BP>, é possível calcular, para este universo de clientes, a sua faturação anual e o seu preço médio, assim como as respetivas curvas tarifárias médias de faturação e preço médio em BP>⁵⁰. Na figura seguinte mostram-se nos “pontos cinzentos” quer a faturação (figura da esquerda), quer o preço médio dos consumidores (figura da direita), assim como as respetivas curvas tarifárias médias (linhas a vermelho).

Figura 9-5 - Curva de faturação e preço médio dos consumidores faturados em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³

Nota: As curvas tarifárias médias assumem a modulação média ponderada dos clientes apresentados.

A existência dos dois escalaões de consumo (limiar nos 700 000 m³/ano) traduz-se em curvas tarifárias médias distintas, em termos de faturação anual e preço médio. Para consumos inferiores a

⁵⁰ A análise da faturação anual e do preço médio dos clientes é efetuada com base nos preços da opção tarifária de longas utilizações, nos respetivos níveis de pressão.

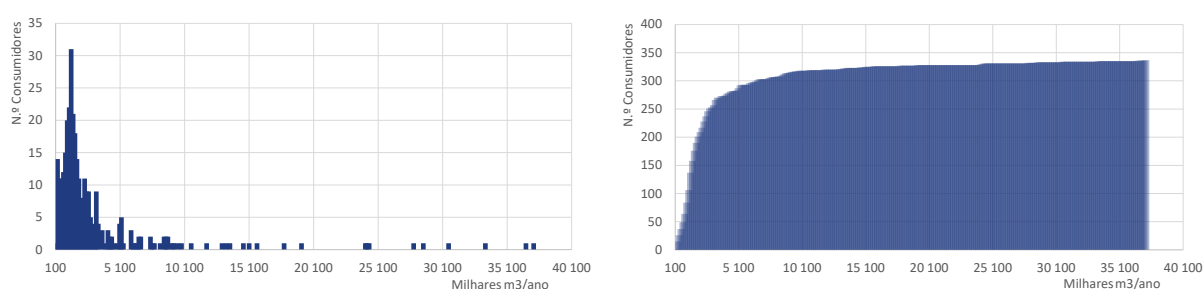
700 000 m³/ano, a fatura anual de 625 consumidores, 95% dos 661 consumidores, é de 175 mil euros, com um preço médio de 60,46 EUR/MWh (Quadro 9-2). Para consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³, a fatura anual média de 36 consumidores, restantes 5%, é de 529 mil euros, com um preço médio de 55,21 EUR/MWh (Quadro 9-2).

9.1.2 CONSUMIDORES FATURADOS EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M³

A figura seguinte classifica os consumidores em Média Pressão (MP), com consumos anuais superiores a 100 000 m³ em função do seu consumo anual. Trata-se de uma amostra com 337 consumidores (cerca de 34% dos 998 consumidores da amostra).

A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de consumo (intervalos de 100 000 m³) e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

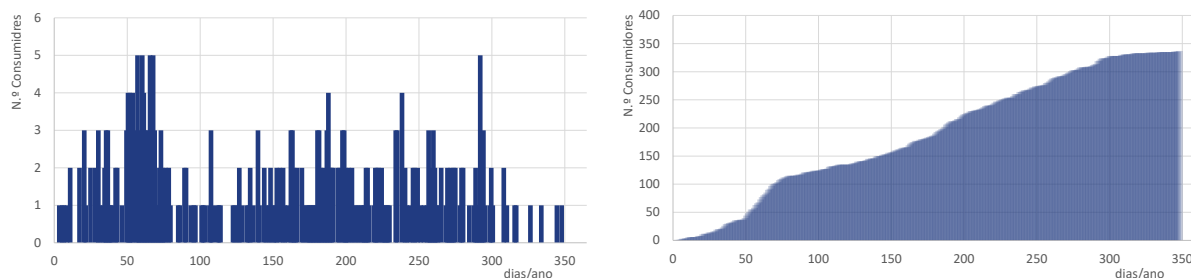
Figura 9-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Média Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio dos consumidores em MP é aproximadamente de 3,2 milhões m³/ano, com um valor de mediana de 1,5 milhões m³/ano. Cerca de 61% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 2 milhões m³/ano enquanto 94% dos mesmos apresenta consumos anuais inferiores a 10 milhões m³/ano, limite a partir do qual os consumidores faturados quer em BP, quer em MP podem optar pelas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP.

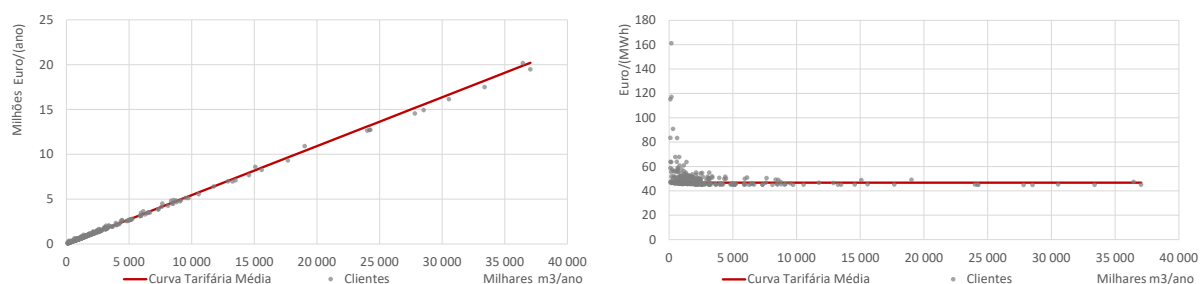
As figuras seguintes classificam os consumidores em função da modulação, medida em dias por ano. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

Figura 9-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores faturados em Média Pressão



Verifica-se que a modulação média destes consumidores é de aproximadamente de 154 dias/ano, com um valor de mediana de 162 dias/ano.

Considerando o preço de referência de venda a clientes finais (Capítulo 6.4 do documento “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2026-2027”), definido para o ano gás 2026-2027, em MP, é possível calcular para este universo de clientes a sua faturação anual e o seu preço médio, assim como as respetivas curvas tarifárias médias de faturação e preço médio em MP⁵¹. Na figura seguinte mostram-se nos “pontos cinzentos” quer a faturação, quer o preço médio dos consumidores, assim como as respetivas curvas tarifárias médias (linhas a vermelho). As figuras estão limitadas a consumos anuais de 40 milhões m³ por razões de escala. A análise é efetuada com a totalidade dos consumidores (o consumo máximo nesta análise é de 37,0 milhões m³/ano).

Figura 9-8 - Curva de faturação e de preço médio dos consumidores faturados em MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³

Nota: As curvas tarifárias médias assumem a modulação média ponderada dos clientes apresentados.

⁵¹ A análise da faturação anual e do preço médio dos consumidores é efetuada com base nos preços da opção tarifária de longas utilizações, nos respetivos níveis de pressão.

Para consumos inferiores a 2 000 000 m³/ano a fatura anual média de 207 consumidores, 61% dos 337 consumidores, é de cerca de 614 mil euros, com um preço médio de 49,07 EUR/MWh (Quadro 9-2). Para consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, a fatura anual média de 130 consumidores, 39% dos 337 consumidores, é de 3,6 milhões euros, com um preço médio de 46,31 EUR/MWh (Quadro 9-2).

No Quadro 9-1 são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, a faturação média e o preço médio aplicando as tarifas do ano gás 2025-2026 ⁵².

Quadro 9-1 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2025-2026

Tarifas 2025-2026		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (EUR/ano)	Preço Médio (EUR/MWh)
BP>	100 000 m ³ < 700 000 m ³	625	247 814	89	156 734	54,21
	700 000 m ³ < 1 000 000 m ³	36	821 040	105	470 087	49,07
MP	100 000 m ³ < 2 000 000 m ³	207	1 073 044	83	539 347	43,08
	≥ 2 000 000 m ³	130	6 683 326	152	3 148 955	40,38

No Quadro 9-2 são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, as características de consumo médio, modulação média, faturação média e preço médio aplicando as tarifas para o ano gás 2026-2027 ⁵³.

Quadro 9-2 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2026-2027

Tarifas 2026-2027		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (EUR/ano)	Preço Médio (EUR/MWh)
BP>	100 000 m ³ < 700 000 m ³	625	247 814	89	174 819	60,46
	700 000 m ³ < 1 000 000 m ³	36	821 040	105	528 894	55,21
MP	100 000 m ³ < 2 000 000 m ³	207	1 073 044	83	614 296	49,07
	≥ 2 000 000 m ³	130	6 683 326	152	3 611 017	46,31

⁵² Realce-se que, face ao exercício tarifário anterior, foram revistos os pressupostos de cálculo dos valores apresentados. A modulação média, que anteriormente era obtida em resultado de uma média simples das modulações dos clientes em cada escalão de consumo, passa a ser agora calculada através de uma média ponderada pelos valores de capacidade de cada cliente. Por outro lado, os valores de faturação média e preço médio, que eram calculados através do consumo na fronteira de cada escalão (à semelhança das respetivas curvas tarifárias, ilustradas anteriormente), passam a ser determinados com base no consumo efetivamente registado por cada cliente.

⁵³ Ver nota de rodapé 52.

No quadro seguinte apresentam-se as variações dos preços médios entre os anos gás 2025-2026 e 2026-2027, por nível de pressão e por escalão de consumo, para esta amostra de consumidores. É possível verificar que todos os consumidores observam um aumento do seu preço médio. O aumento é maior para os consumidores em MP, nomeadamente para os consumidores com consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, o que decorre sobretudo da componente de energia considerada na análise ⁵⁴, que tem um maior peso nos consumidores com consumos mais significativos.

Quadro 9-3 - Variação do preço médio final dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³

Tarifas 2026-2027/ Tarifas 2025-2026		Variação (%)
BP>	100 000 m ³ < 700 000 m ³	11,5%
	700 000 m ³ < 1 000 000 m ³	12,5%
MP	100 000 m ³ < 2 000 000 m ³	13,9%
	≥ 2 000 000 m ³	14,7%

Nos próximos subcapítulos são analisados os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2026-2027.

9.2 AVALIAÇÃO DOS IMPACTES ECONÓMICOS NA FATURAÇÃO DOS CONSUMIDORES NA FRONTEIRA DOS ESCALÕES DE CONSUMO

Nas análises que se seguem, pressupõe-se que o benefício económico decorrente de uma eventual subida de escalão de consumo se restringe aos clientes que conseguem aumentar o seu consumo de energia sem agravar a capacidade utilizada, tendo por base o seu valor no quarto trimestre de 2024 (por ser o mais recente e que melhor reflete o volume faturado).

⁵⁴ A componente de energia considerada inclui (1) a tarifa de Energia aplicada pelos comercializadores de último recurso retalhistas e, desde o ano gás 2022-2023, (2) um diferencial, em EUR/kWh, a refletir os diferenciais médios verificados na componente de energia entre mercado livre e mercado regulado. A componente de energia não inclui o termo variável da tarifa de Comercialização. Realce-se ainda que a componente de energia tem por base uma ponderação simples dos preços de vazio e fora de vazio, tendo em consideração a repartição de meses em vazio (agosto) e fora de vazio (restantes meses), ou seja, equivale a assumir que o consumo no mês de agosto é igual à média mensal do ano.

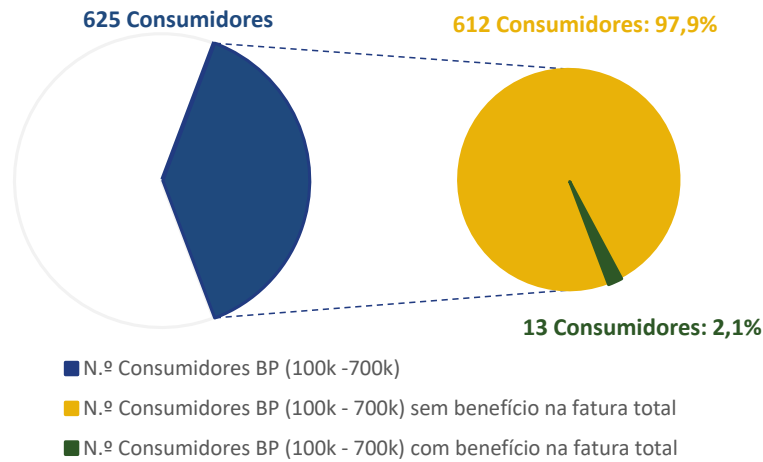
Em termos práticos, tal ocorrerá sobretudo para clientes próximos das respetivas fronteiras de consumo e que, por isso, dispõem de margem para acomodar maior consumo sem desencadear uma revisão em alta da capacidade contratada.

9.2.1 CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 700 000 m³

Esta análise pretende avaliar o impacto na fatura final dos consumidores do escalão < 700 000 m³/ano, caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes do escalão ≥ 700 000 m³/ano (considere-se por exemplo um consumidor com um consumo anual de 699 999 m³ caso o seu consumo passasse a ser de 700 000 m³). Por um lado, verificariam um incremento na fatura pela componente de energia, mas por outro lado, verificariam uma redução nos preços das tarifas de Acesso às Redes. Este exercício permite verificar que, em alguns casos o incremento na componente de energia é superior à redução dos preços das tarifas de Acesso às Redes, e por isso, não teriam qualquer benefício em ter um consumo anual ≥ 700 000 m³, ou seja, não são prejudicados pela existência de escalões de consumo.

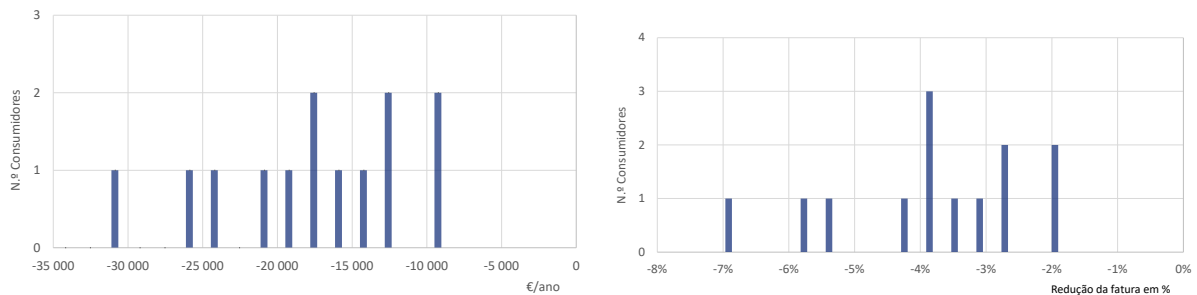
Dos 625 consumidores em análise (consumidores faturados em BP e com consumos anuais entre 100 000 m³ e 700 000 m³), verifica-se que apenas 13 (2,1% da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada a tarifa de Acesso às Redes para consumos anuais ≥ 700 000 m³.

Figura 9-9 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total



Nas figuras seguintes são classificados os benefícios dos referidos consumidores em euros (figura da esquerda) e em % da sua fatura total final (figura da direita). Verifica-se, para os 13 consumidores, uma redução total média de aproximadamente 18 273 EUR/ano, representando uma redução média de -4,0% no total da fatura final destes consumidores.

Figura 9-10 - Benefício económico dos consumidores em BP> (100k – 700k m³)



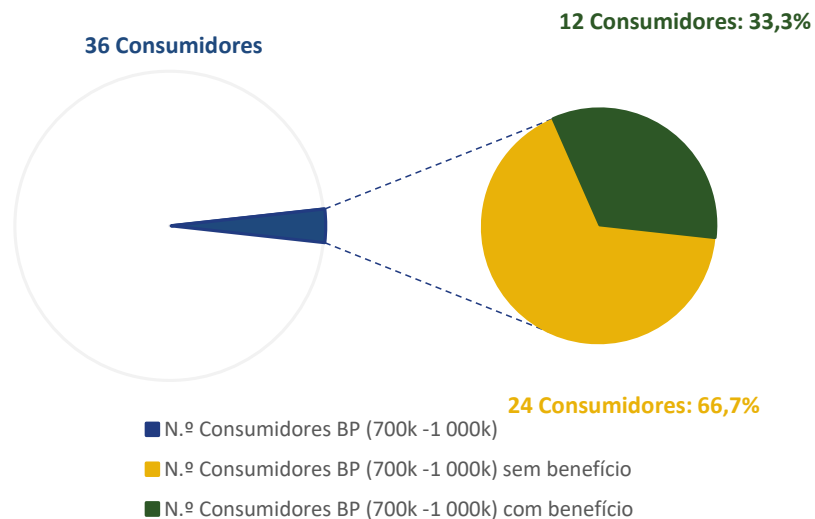
O valor total do benefício económico destes 13 consumidores seria de 237 548 EUR/ano e representaria 0,2% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP> com consumos anuais inferiores a 700 000 m³.

9.2.2 CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 1 000 000 M³

Esta análise pretende avaliar qual seria o impacto na fatura final dos 36 consumidores em BP> com consumos entre 700 000 e 999 999 m³/ano, caso estes verificassem um incremento no seu consumo anual (até aos 1 000 000 m³/ano) de modo a que lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes em MP (do escalão < 2 000 000 m³/ano).

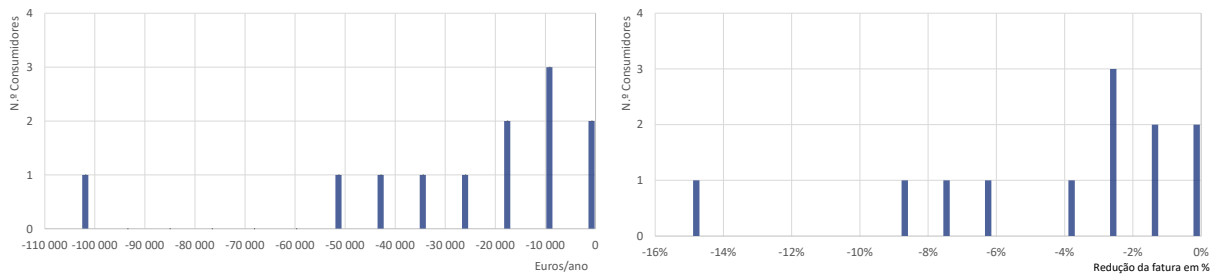
Como se mostra na Figura 9-11, dos 36 consumidores, 12 (representando 33,3% da amostra) teriam um benefício económico.

Figura 9-11 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total



Nas figuras seguintes são classificados os benefícios dos referidos consumidores em euros (figura da esquerda) e em % da sua fatura total final (figura da direita). Verifica-se, para os 12 consumidores, uma redução total média de aproximadamente 30 521 EUR/ano, representando uma redução média de -5,1% no total da fatura final destes consumidores.

Figura 9-12 - Benefício económico dos consumidores em BP>



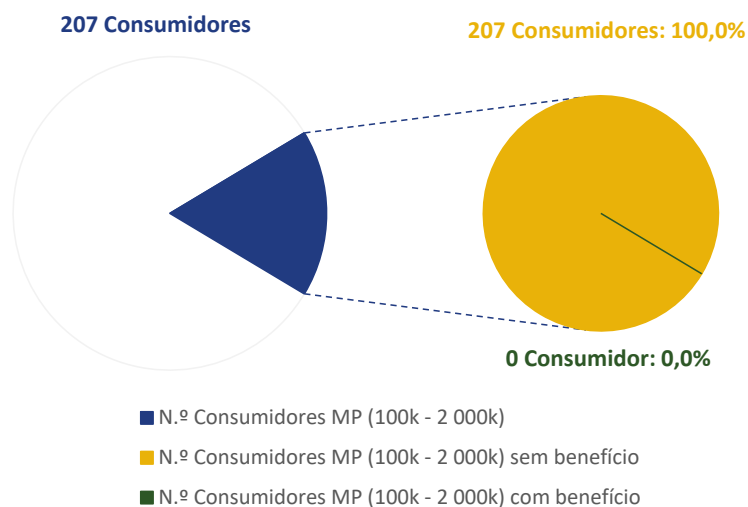
O valor total do benefício económico destes 12 consumidores seria de 366 255 EUR/ano e representaria 1,9% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP> com consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³.

9.2.3 CONSUMIDORES FATURADOS EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 2 000 000 M³

Neste ponto avalia-se o impacto na fatura final dos consumidores com tarifas de Acesso às Redes em MP no escalão < 2 000 000 m³/ano, caso estes verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes em MP do escalão ≥ 2 000 000 m³/ano.

Dos 207 consumidores em análise (consumidores faturados em MP e com consumos anuais entre 100 000 m³ e 2 000 000 m³), verifica-se que nenhum teria benefício económico caso se verificasse um aumento no seu consumo e lhe fosse aplicada a tarifa de Acesso às Redes em MP para consumos anuais ≥ 2 000 000 m³.

Figura 9-13 - Número de consumidores com benefício na fatura total



Nos quadros seguintes é apresentada informação resumo relativa a:

- N.º de consumidores afetados – número de consumidores que pagariam menos caso tivessem incrementos de consumo e lhes fosse aplicada a tarifa do escalão de consumo superior;
- N.º de consumidores afetados (%) – peso do “N.º de consumidores afetados” no número total de consumidores da amostra (998 consumidores com consumos superiores a 100 000 m³/ano faturados em BP> e MP)
- Benefício médio por consumidor (EUR/ano) – Valor médio da poupança anual que seria observada pelos consumidores caso aumentassem os seus consumos e lhes fosse aplicada a tarifa do escalão de consumo superior;
- Benefício médio por consumidor (%) – Peso, em % do benefício (EUR/ano) na fatura final atual dos consumidores afetados;
- Benefício total do escalão (EUR/ano) – Soma de todos os “Benefício médio por consumidor (EUR/ano)” de todos os consumidores afetados.
- Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%) – Peso % do “Benefício total do escalão (EUR/ano)” no total anual das faturas de todos os consumidores do escalão de consumo.

Assim, no Quadro 9-4 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas várias fronteiras dos escalões de consumo assumindo as tarifas para o ano gás 2025-2026.

Quadro 9-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2025-2026

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Benefício médio por consumidor (EUR/ano)	Benefício médio por consumidor (%)	Benefício total do escalão (EUR/ano)	Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000 m ³	14	1,40%	-17 874	-4,4%	-250 238	-0,3%
BP>	1 000 000 m ³	12	1,20%	-35 883	-6,7%	-430 599	-2,5%
MP							
MP	2 000 000 m ³	1	0,10%	-1 230	-0,1%	-1 230	-0,001%

No Quadro 9-5 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo assumindo as tarifas do ano gás 2026-2027.

Quadro 9-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2026-2027

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Benefício médio por consumidor (EUR/ano)	Benefício médio por consumidor (%)	Benefício total do escalão (EUR/ano)	Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000 m ³	13	1,30%	-18 273	-4,0%	-237 548	-0,2%
BP>	1 000 000 m ³	12	1,20%	-30 521	-5,1%	-366 255	-1,9%
MP							
MP	2 000 000 m ³	0	0,00%	0	0,0%	0	0,0%

Conclui-se que, considerando as tarifas para o ano gás 2026-2027, há um decréscimo do número de consumidores que beneficiariam de uma redução da fatura total se fossem faturados no escalão superior de consumos, face a tarifas do ano gás 2025-2026, de 27 para 25 consumidores.

Verifica-se um aumento do benefício médio para os consumidores em BP na fronteira de consumo de 700 000 m³/ano e uma redução do benefício médio para os consumidores na fronteira de consumo de 1 000 000 m³/ano.

Exemplificando, com tarifas do ano gás 2026-2027, para a amostra dos consumidores afetados:

- Um consumidor em BP> com um consumo anual até 700 000 m³/ano teria um benefício de 18 273 euros caso fosse faturado no escalão de consumo seguinte, enquanto no ano gás 2025-2026 esse benefício seria de 17 874 euros.
- Um consumidor em BP> com um consumo anual entre 700 000 m³/ano e 1 000 000 m³/ano teria um benefício de 30 521 euros se lhe fosse aplicada a tarifa de Acesso às Redes em MP

(possível para consumos superiores a 1 000 000 m³/ano), enquanto no ano gás 2025-2026 esse benefício seria de 35 883 euros.

- Um consumidor em MP com um consumo anual inferior a 2 000 000 m³/ano não teria benefício se fosse faturado no escalão de consumo seguinte, enquanto no ano gás 2025-2026 haveria um benefício de 1 230 euros.

10 TARIFA DE ENERGIA

A tarifa de Energia da atividade regulada de compra e venda de gás, desempenhada pelos CURr, reflete o custo previsto para a aquisição de gás, bem como o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de GNL, armazenamento subterrâneo e entrada na 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.

Uma vez que os custos associados à compra e venda de gás são predominantemente uma função da quantidade de energia, medida em kWh, a tarifa de Energia está definida em euros por kWh.

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 ⁵⁵. De acordo com o previsto no artigo 152.º do atual Regulamento Tarifário ⁵⁶ e definido no documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2026-2027”, os parâmetros β_t e μ_t para o ano gás 2026-2027, são os seguintes:

$$\beta_t = 0,5$$

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

Deste modo, o mecanismo de atualização da tarifa de energia, prevê que no caso de desvios superiores ou iguais a 4 EUR/MWh na previsão do custo unitário com a aquisição de gás pelo comercializador de último recurso grossista para o conjunto do ano gás ao qual se referem as tarifas, deve ocorrer a atualização em 2 EUR/MWh no mesmo sentido.

De salientar que até à data, a atualização trimestral da tarifa de Energia ocorreu em julho de 2020, com uma redução de 2 EUR/MWh, em abril e julho de 2022 e em janeiro de 2023, com um acréscimo de 2 EUR/MWh.

⁵⁵ Mecanismo aprovado pelo Regulamento [n.º 455/2020](#), de 8 de maio.

⁵⁶ Regulamento [n.º 825/2023](#), de 28 de julho.

De acordo com os n.ºs 4 e 5 do artigo 152.º do RT, a atualização da tarifa de Energia para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas é repercutida nas várias tarifas de energia aplicadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas, bem como em todos os preços de energia da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de último recurso retalhistas.

Adicionalmente, de acordo com o artigo 16.º do RT estabelece-se que os CUR deverão aplicar uma tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, para cada um destes níveis de pressão, podendo a tarifa de energia ser acrescida de um diferencial para o mercado.

10.1 TARIFA DE ENERGIA PARA O FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR

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 n.º 827/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás. Os fornecimentos de energia elétrica ou de gás por parte dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) nas situações em que o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, bem como as situações em que tal fornecimento é assegurado por ausência de oferta por parte de comercializadores em regime de mercado, integram o conceito de fornecimento supletivo pelos comercializadores de último recurso. Em matéria de aplicação de tarifas de gás, o fornecimento supletivo está contemplado no artigo 16.º do RT.

A tarifa de Venda a Clientes Finais, no âmbito do fornecimento supletivo do CURr, aplica-se também aos clientes que após extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais permaneçam no mercado regulado. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AP, MP e BP> estão extintas, sendo que para os fornecimentos nestes níveis de pressão, os CURr deverão aplicar uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, para cada um destes níveis de pressão. Conforme decorre do n.º 5 do artigo 16.º do RT, as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo podem ser acrescidas de um diferencial para mercado.

Nesta análise apresenta-se a metodologia de cálculo da tarifa de Energia que serve de base para a construção da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo.

METODOLOGIA DE ANÁLISE

Uma vez que o fornecimento supletivo deve ter um carácter provisório, ou seja, até que se possa concretizar o regresso do cliente ao fornecimento em mercado livre, é desejável que a tarifa de Energia para o fornecimento supletivo reflita as condições de mercado. Caso a tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CURr se situe abaixo do valor de mercado, os clientes não têm o incentivo para regressar ao mercado livre, sendo esse comportamento condicionado por um incorreto sinal de preço da tarifa de Energia.

Existe, assim, a necessidade de uma metodologia para determinar a tarifa de Energia a aplicar no contexto do fornecimento supletivo. Neste sentido, a ERSE determina que a tarifa de Energia em regime supletivo resulte da adição de um diferencial ao preço da tarifa Energia do CURr que serve de base para a construção da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF). Este diferencial é calculado com base em valores históricos e traduzem a diferença entre o preço médio de energia do mercado livre e a tarifa de Energia do CURr que serviu de base para a TTVCF. A ERSE determina que o diferencial seja aplicado apenas quando este assume valores positivos, ou seja, quando o custo médio de gás no mercado livre seja superior ao custo de gás que serviu de base para a tarifa de Energia do CURr. Quando o diferencial assume valores negativos ou nulos a tarifa de Energia em regime supletivo é igual a tarifa de Energia do CURr. Durante o ano de 2025 o mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia dos CURr não atuou.

Nesta análise é utilizada informação referente aos preços médios faturados no mercado livre aos clientes em AP, MP e BP>, entre o 1.º trimestre de 2021 e o 4.º trimestre de 2025. Esta informação foi enviada trimestralmente pela globalidade dos comercializadores, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de gás, nos termos do [Despacho n.º 3677/2011](#), de 24 de fevereiro, até ao 3.º trimestre de 2024, e nos termos da [Diretiva n.º 16/2024](#), de 20 de junho, a partir do 4.º trimestre de 2024.

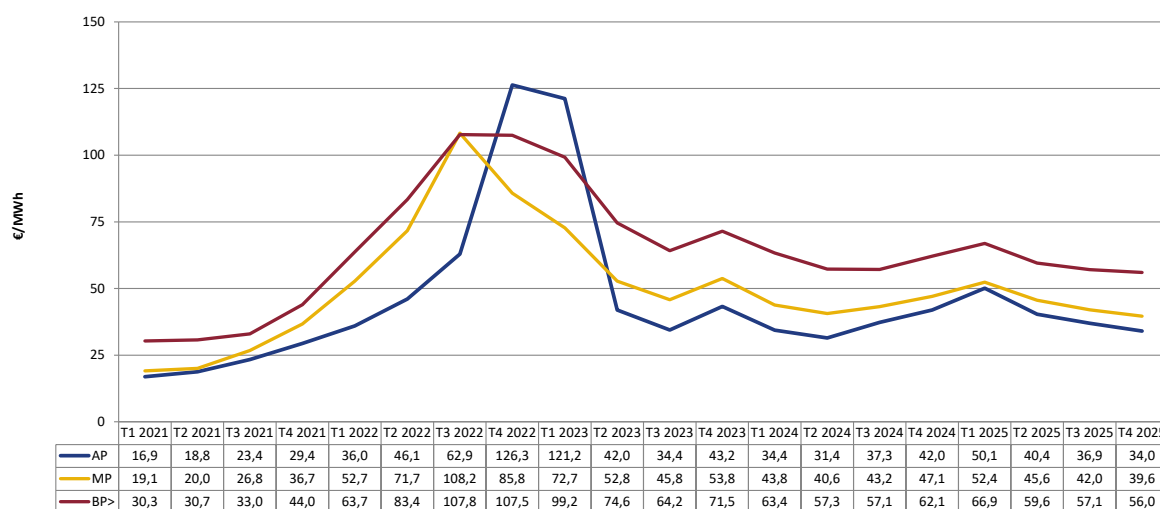
O preço da componente de energia no mercado livre resulta da diferença entre o «Preço Médio Faturado, sem taxas e sem impostos» e o «Preço Médio do Acesso às Redes de Gás». Estes preços são calculados no referencial de mercado através da aplicação dos respetivos fatores de perdas e autoconsumos. É também retirado o custo estimado de comercialização, de acordo com a informação das tarifas de comercialização de gás dos CURr ⁵⁷ em vigor em cada um dos trimestres analisados.

⁵⁷ A tarifa de energia dos CURr reflete os custos de referência para a função de Comercialização de gás, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, nos termos do Artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e do artigo 126.º do RT do setor do gás.

Na Figura 10-1 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados (sem taxas e sem impostos) pelos comercializadores de gás a atuar no mercado livre, durante o período em análise, para os níveis de pressão AP, MP e BP>.

Da análise da figura verifica-se um acréscimo acentuado dos preços médios faturados a partir de meados de 2021, para os diferentes níveis de pressão, particularmente acentuada na segunda metade de 2022. Entre o final de 2022 e o início de 2023 iniciou-se uma tendência de descida dos preços médios faturados, mas que não foi suficiente para que estes regressassem ao nível anterior a 2022. De uma forma geral, essa tendência de descida foi interrompida no 3.º trimestre de 2024. A partir daí, os clientes em AP, em MP e em BP> registaram aumentos de preços até ao 1.º trimestre de 2025, tendo depois caído nos trimestres seguintes.

Figura 10-1 - Evolução dos preços médios faturados pelos comercializadores no mercado livre

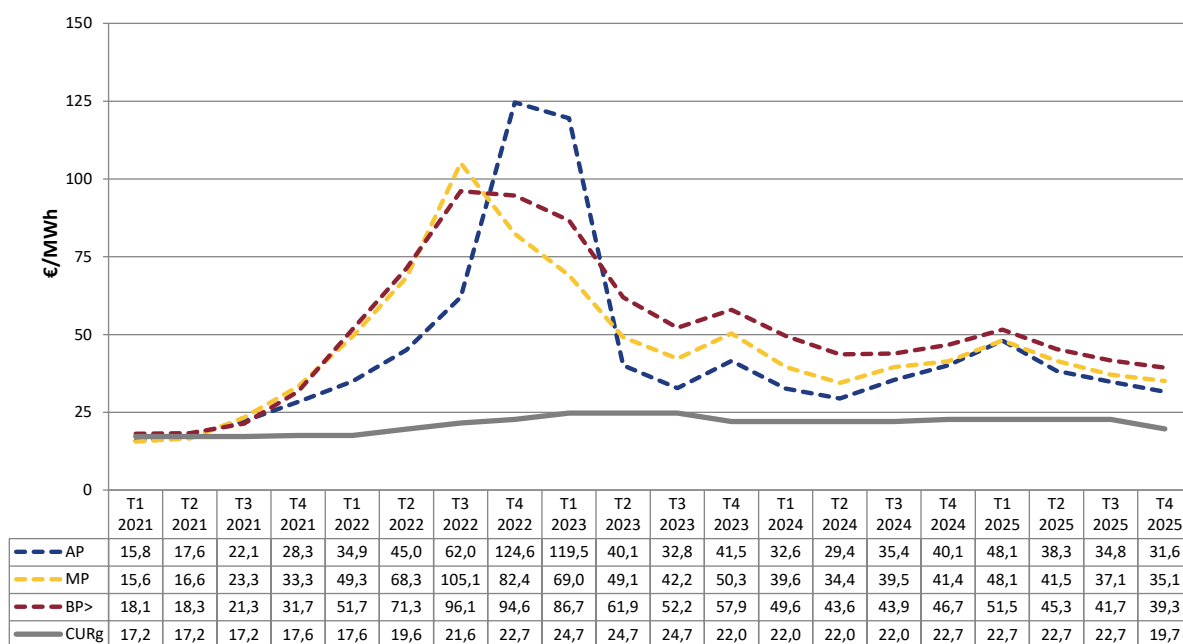


Na Figura 10-2 apresenta-se a evolução dos preços da componente de energia associada aos preços médios faturados, apresentados na Figura 10-1, entre 2021 e 2025. Adicionalmente, apresenta-se também a evolução da tarifa de Energia do CURr para o mesmo período em análise.

A evolução da componente de energia é muito semelhante à dos preços médios faturados, o que se deve ao facto de as variações destes últimos se deverem, essencialmente, às variações da componente de energia.

Depois de um período de aumento dos preços da componente de energia, até finais de 2022, durante o ano de 2023 verificou-se um decréscimo destes preços nos diferentes níveis de pressão. Ao longo do ano de 2024 verifica-se um decréscimo dos preços da componente de energia durante os dois primeiros trimestres, seguido de um aumento destes preços até ao 1.º trimestre de 2025. Nos três últimos trimestres em análise, verifica-se novamente uma descida da componente de energia.

Figura 10-2 - Evolução dos preços da componente de energia no mercado livre e mercado regulado



No Quadro 10-1 apresentam-se os preços da componente de energia no mercado livre entre o 1.º trimestre de 2021 e o 4.º trimestre de 2025, para os vários níveis de pressão, e as respetivas quantidades faturadas, obtendo-se assim um preço médio da componente da energia no mercado livre, em cada um dos trimestres analisados.

Quadro 10-1 - Preços da componente de energia no mercado livre

Preço Componente Energia(€/MWh)	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	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	T2 2025	T3 2025	T4 2025
AP	15,82	17,64	22,14	28,33	34,93	45,04	62,04	124,61	119,50	40,08	32,75	41,54	32,64	29,44	35,41	40,08	48,07	38,35	34,77	31,58
MP	15,56	16,58	23,30	33,28	49,30	68,32	105,12	82,40	69,01	49,11	42,24	50,34	39,56	34,45	39,54	41,36	48,09	41,51	37,10	35,08
BP>	18,10	18,27	21,34	31,70	51,66	71,27	96,08	94,65	86,66	61,92	52,16	57,91	49,56	43,65	43,92	46,71	51,55	45,29	41,68	39,33
Quantidades faturadas por nível de pressão (MWh)																				
AP	4 309 164	4 104 931	3 657 148	2 802 358	2 079 296	2 224 948	2 821 894	2 339 900	2 135 804	2 761 129	2 708 195	2 298 165	3 384 079	2 661 001	2 869 710	2 563 858	2 525 507	2 225 161	2 123 621	2 398 762
MP	3 913 553	3 817 996	4 222 131	4 302 695	3 685 651	3 706 574	3 224 494	3 322 595	3 535 170	3 612 270	3 379 674	3 456 184	3 184 334	3 313 540	3 247 068	3 439 738	2 960 480	3 421 240	2 822 930	3 878 415
BP>	836 751	650 148	636 323	637 663	1 119 334	899 924	566 071	732 174	1 157 047	1 009 602	635 223	908 240	979 536	1 024 302	735 744	919 555	1 134 416	1 044 659	641 720	870 489
Preço Médio Componente de Energia no ML(€/MWh)	15,92	17,21	22,66	31,36	45,34	61,13	85,96	99,25	87,79	47,48	39,35	48,34	37,76	33,89	38,28	41,60	48,67	41,05	36,74	34,42

No Quadro 10-2 apresentam-se os preços da componente de energia no mercado livre e no mercado regulado, e o respetivo diferencial, do 1.º trimestre de 2021 ao 4.º trimestre de 2025.

Quadro 10-2 - Diferencial da componente de energia entre o mercado livre e o mercado regulado

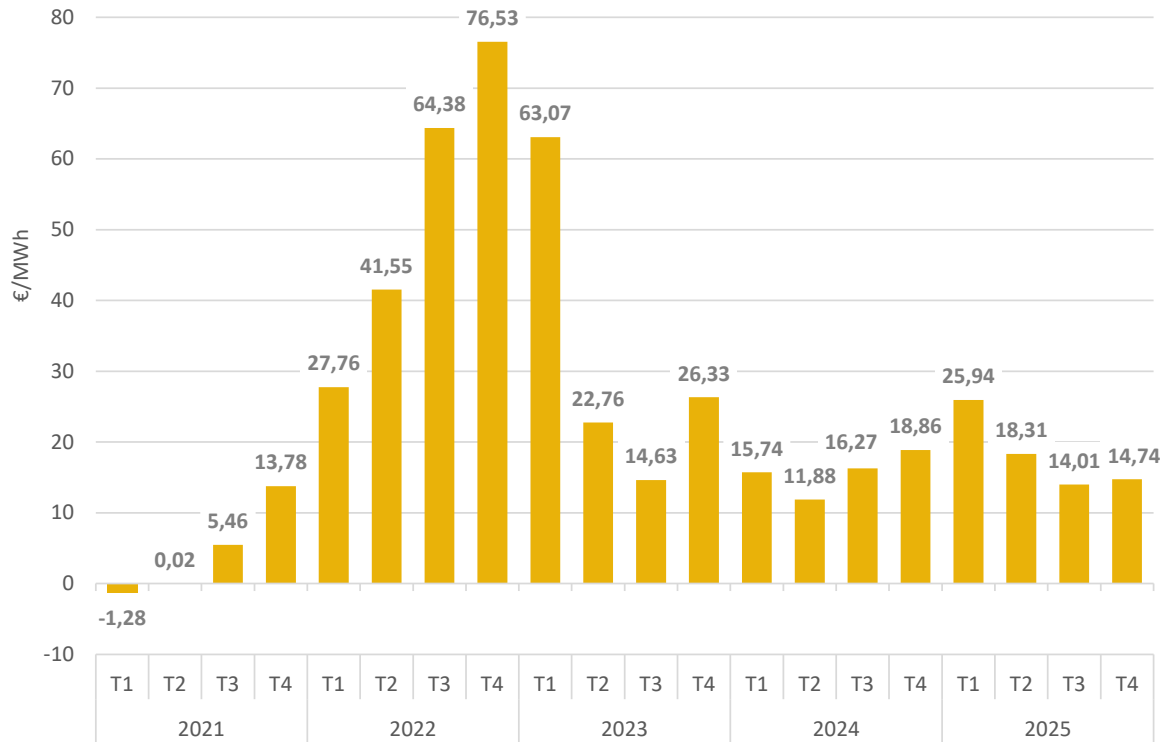
Preço Médio Componente de Energia (€/MWh)	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	T1 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022	T1 2023	T2 2023	T3 2023	T4 2023	T1 2024	T2 2024	T3 2024	T4 2024	T1 2025	T2 2025	T3 2025	T4 2025
Mercado livre (ML)	15,92	17,21	22,66	31,36	45,34	61,13	85,96	99,25	87,79	47,48	39,35	48,34	37,76	33,89	38,28	41,60	48,67	41,05	36,74	34,42
Mercado regulado (CUR)	17,20	17,20	17,20	17,58	17,58	19,58	21,58	22,72	24,72	24,72	24,72	22,01	22,01	22,01	22,01	22,74	22,74	22,74	22,74	19,68
Diferencial ML / MR	-1,28	0,02	5,46	13,78	27,76	41,55	64,38	76,53	63,07	22,76	14,63	26,33	15,74	11,88	16,27	18,86	25,94	18,31	14,01	14,74

Da análise da Figura 10-3 verifica-se que ao longo do período considerado, os preços da componente de energia no mercado livre são sempre superiores aos preços da componente de energia no mercado regulado, com exceção do 1.º trimestre de 2021, atingindo este diferencial um valor máximo no 4.º trimestre de 2022 (76,53 EUR/MWh).

A partir do 3.º trimestre de 2021 o preço da componente de energia no mercado livre é claramente superior ao preço da componente de energia que serve de base para a Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF). Nos três primeiros trimestres de 2023, esse diferencial entre os preços da componente de energia no mercado livre e o mercado regulado reduz-se.

Após uma subida no 4.º trimestre de 2023, o diferencial para o mercado regulado volta a descer. A partir do 3.º trimestre de 2024 até ao 1.º trimestre de 2025 verifica-se novamente um acréscimo dos preços. No 2.º e no 3.º trimestre de 2025 observa-se uma descida dos preços, contrariada por um acréscimo no 4.º trimestre.

Figura 10-3 - Evolução do diferencial da componente de energia

**DIFERENCIAL A APLICAR À TARIFA DE ENERGIA NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO**

No Quadro 10-3 apresenta-se o cálculo do diferencial a aplicar à tarifa de Energia no âmbito do fornecimento supletivo, para diferentes horizontes temporais, tendo como base os valores apresentados anteriormente. O valor mais elevado, de 18,35 EUR/MWh, corresponde ao valor médio registado nos últimos quatro trimestres, os valores intermédios de 14,74 EUR/MWh e 16,96 EUR/MWh correspondem aos valores médios registados no trimestre mais recente e nos dois anos mais recentes, respetivamente, e o valor mais baixo, de 14,42 EUR/MWh, corresponde ao valor médio registado no semestre mais recente.

Quadro 10-3 - Diferencial da componente de energia

Diferencial ML / MR	€/MWh
Trimestre mais recente (T4 2025)	14,74
Semestre mais recente (T3 2025 + T4 2025)	14,42
Ano mais recente (T1 2025 a T4 2025)	18,35
2 anos mais recentes (T1 2024 a T4 2025)	16,96

Tendo em conta os valores apresentados na análise anterior e o contexto atual, nomeadamente de instabilidade na previsão dos preços devido à guerra no Irão, determina-se a utilização do diferencial referente ao ano mais recente (ano civil de 2025), para a construção da tarifa de Energia do fornecimento supletivo. Este valor, além de corresponder ao valor médio de um período de um ano, incorpora a informação mais recente disponível até à data.

Ou seja, para o ano gás 2026-2027, o valor da tarifa de Energia para os clientes que estejam a ser fornecidos pelos CURr através do fornecimento supletivo (AP, MP e BP>) resulta da soma da tarifa de Energia, que serve de base para os CURr, com o valor de 18,35 EUR/MWh, ajustado para o nível de pressão em causa (fator de perdas correspondente), obtendo-se os valores apresentados no Quadro 10-4.

Quadro 10-4 - Diferencial a adicionar à tarifa de Energia a aplicar no fornecimento supletivo

Diferencial a aplicar na Tarifa de Energia	€/MWh
AP	18,36
MP	18,38
BP>	18,44

11 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização da atividade regulada de Comercialização de gás, desempenhada pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr), reflete os custos da estrutura comercial afeta ao fornecimento de gás aos seus clientes, nomeadamente os custos de contratação, de tratamento e disponibilização de dados, de cobrança e gestão da cobrança e de atendimento presencial e telefónico.

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para uma aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente.

Conforme decorre do RT, a tarifa de Comercialização é composta por dois termos tarifários: (i) o termo tarifário fixo, definido em euros por dia e (ii) o preço de energia, definido em euros por kWh.

No caso da atividade de comercialização, a estrutura dos preços da tarifa é aderente à estrutura de custos médios de referência. O preço da tarifa é calculado aplicando aos custos médios de referência um escalamento que permita que o seu produto pelas quantidades físicas, número de clientes e energia dos fornecimentos a clientes, proporcione o montante de proveitos de cada CURr.

A estabilidade na estrutura tarifária é importante para fornecer sinais económicos consistentes e previsíveis aos consumidores e agentes. Em benefício da estabilidade na estrutura tarifária e dada a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais dos CURr e, consequentemente das tarifas de comercialização reguladas, a ERSE tem optado por manter os custos médios de referência. De acordo com o calendário previsto para a extinção das tarifas de último recurso (reguladas)⁵⁸, desde 1 de janeiro de 2013 que todas as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um carácter transitório. Após a extinção das tarifas transitórias, nos termos do artigo 61.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 62/2020, os CURr são responsáveis por assegurar o fornecimento supletivo, aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, bem como por assegurar o fornecimento de gás em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado.

⁵⁸ Nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 março.

No documento “[Determinação de estrutura tarifária no ano gás 2010-2011](#)”, de junho de 2010, foram determinados os custos médios de referência, que se têm mantido constantes. Os preços de energia e do termo tarifário fixo de comercialização são determinados considerando a estrutura de custos médios de referência da atividade, que constam no Quadro 11-1.

No âmbito do estabelecido no RT [art.º 95.º], deixa de haver distinção entre escalões de consumo na atividade de comercialização.

Quadro 11-1 - Estrutura dos custos médios de referência

	Termo de Energia (euros/kWh)	Termo Tarifário Fixo (euros/mês)
Tarifa de Comercialização	0,00024607	1

Os referidos custos médios de referência são ajustados de forma multiplicativa, por forma a obterem-se os proveitos dos CURr. O fator multiplicativo incide de forma igual sobre os dois termos tarifários, e o seu valor para o ano gás 2026-2027 é apresentado no Quadro 2-5.

12 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de gás no mercado regulado, às quais acrescem as taxas e os impostos aplicados. O Quadro 12-1 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais ⁵⁹. No mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes dos mercados liberalizado e regulado.

Quadro 12-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais

Tarifa de Venda a Clientes Finais =	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Acesso às Redes	
	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição		
	Tarifa de Uso Global do Sistema		
	Tarifa de Energia		Energia
	Tarifa de Comercialização		Comercialização

As tarifas de Venda a Clientes Finais designam-se por tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (doravante: **tarifas transitórias**), uma vez que a liberalização do mercado prevê a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais.

Para evitar a subsidiação cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa transitória deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade ⁶⁰. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas ao mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o Regulamento Tarifário do Setor do Gás estabelece um **mecanismo de convergência** que visa proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva ⁶¹. Sempre que este mecanismo limita as variações dos preços, a tarifa transitória não é igual à tarifa aditiva em todos os preços, não obstante estar a recuperar o mesmo nível de receitas em termos médios.

⁵⁹ A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de gás.

⁶⁰ Dependendo do nível de pressão, a aditividade tarifária necessita de considerar o efeito de perdas ao longo da rede ou a conversão de preços quando certas variáveis de faturação não se aplicam a determinados clientes.

⁶¹ Artigo 164.º do Regulamento Tarifário do Setor do Gás, aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, publicado em Diário da República.

A aditividade das tarifas transitórias tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente.

As tarifas transitórias em BP< incluem como variáveis de faturação um termo tarifário fixo e um termo de energia, diferenciados pelos quatro escalões de consumo. Logo, existem diferentes valores para os termos tarifários fixos e os termos de energia que permitem recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas transitórias o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

Sempre que a aplicação da tarifa aditiva implicar variações por termo tarifário superior à respetiva variação máxima, a variação desse termo tarifário será igualada a essa variação máxima para efeitos da tarifa transitória. Simultaneamente o efeito dessa alteração será compensado com ajustamentos em sentido contrário em preços que variam abaixo da variação média, de forma a neutralizar o impacto em termos de receitas a recuperar. Logo, se a tarifa aditiva apresentar, face à tarifa transitória do ano anterior, variações acima das variações máximas estipuladas, a tarifa transitória não será igual à tarifa aditiva preço a preço, embora recupere o mesmo nível de receitas. Se a tarifa aditiva não apresentar variações acima das variações máximas estipuladas, o mecanismo de convergência não limita a variação dos preços e a tarifa transitória será igual à tarifa aditiva em todos os preços.

Se o mecanismo de convergência não atuasse, observar-se-iam na tarifa transitória as variações absolutas e relativas indicadas no Quadro 12-2. As maiores variações relativas ocorreriam no termo tarifário fixo do 1.º e 4.º escalão de consumo. Em termos médios, a tarifa transitória do ano gás 2026-2027 apresenta uma variação tarifária média de +6,4% entre setembro e outubro de 2026.

Quadro 12-2 - Variações da tarifa transitória no ano gás 2026-2027, sem mecanismo de convergência

	Energia (EUR/kWh)				Termo tarifário fixo (EUR/mês)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
Varição absoluta	+0,0041	+0,0034	+0,0034	+0,0033	+0,30	+0,16	+0,16	+0,68
Varição relativa	+6,3%	+5,7%	+6,0%	+5,9%	+10,9%	+4,1%	+3,2%	+10,9%

Nota: Variações absolutas e relativas face aos preços da tarifa transitória em vigor em setembro de 2026.

Para o ano gás 2026-2027, a variação máxima de preços na tarifa transitória foi definida em +6,9%, 0,5 pontos percentuais acima da variação tarifária média, de forma a melhorar a convergência para a tarifa aditiva entre os anos gás 2025-2026 e 2026-2027. O limiar de 6,9% é uma restrição ativa nos termos tarifários fixos do 1.º e 4.º escalão de consumo, resultando na tarifa transitória as variações absolutas e

relativas indicadas no Quadro 12-3. O seu valor fica em linha com a variação máxima de +6,9%, observada no ano gás anterior.

Quadro 12-3 - Variações da tarifa transitória no ano gás 2026-2027, com mecanismo de convergência

	Energia (EUR/kWh)				Termo tarifário fixo (EUR/mês)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
Varição absoluta	+0,0042	+0,0038	+0,0036	+0,0036	+0,19	+0,24	+0,30	+0,44
Varição relativa	+6,4%	+6,4%	+6,4%	+6,4%	+6,9%	+6,2%	+6,1%	+6,9%

Nota: Variações absolutas e relativas face aos preços da tarifa transitória em vigor em setembro de 2026.

Agregando os resultados por escalão de consumo, a diferença nas variações tarifárias por escalão de consumo, sem e com mecanismo de convergência, encontra-se no Quadro 12-4. Fica evidente que a aplicação do mecanismo de convergência não afeta a variação tarifária para o total de BP<, mas apenas a amplitude de variações tarifárias entre os escalões de consumo.

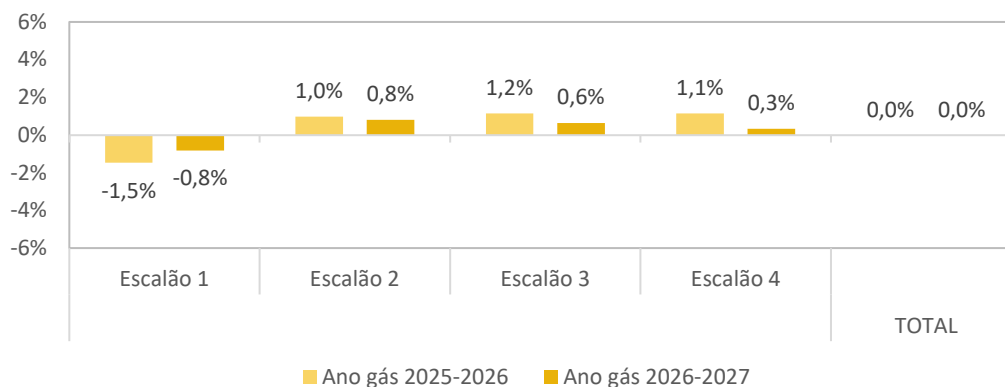
Quadro 12-4 - Variações tarifárias da tarifa transitória no ano gás 2026-2027, por escalão de consumo

	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	BP<
Sem mecanismo de convergência	+7,4%	+5,5%	+5,7%	+6,0%	+6,4%
Com mecanismo de convergência	+6,6%	+6,3%	+6,4%	+6,4%	+6,4%

Nota: Variações tarifárias face aos preços da tarifa transitória em vigor em setembro de 2026.

A Figura 12-1 apresenta a distância relativa da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BP<, desagregada por escalão de consumo. No total de BP<, regista-se que a distância é nula, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para BP<. Por escalão de consumo, registam-se ainda distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas transitórias acima e abaixo da tarifa aditiva em termos médios, respetivamente.

Figura 12-1 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BP<



Nota: O valor apresentado determina, para cada ano, a diferença entre o preço médio da tarifa transitória e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva do mesmo ano.

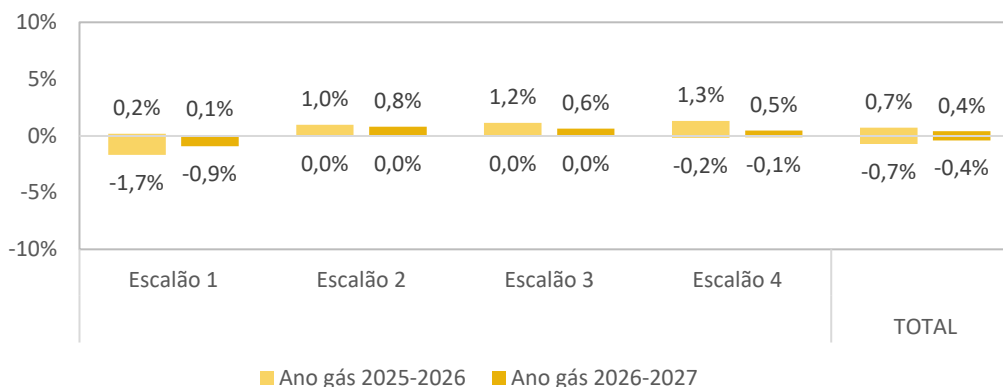
Por um lado, a divergência existente aconselharia a estabelecer uma variação máxima de preços superior aos limiares definidos, para poder acelerar o processo de convergência. Por outro lado, uma variação máxima superior não permite mitigar os impactos tarifários entre clientes com perfis de consumo diferentes. Para uma maior convergência seria necessário um maior acréscimo nos preços do termo tarifário fixo do 1.º e 4.º escalão de consumo.

A Figura 12-2 apresenta a decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva entre preços da tarifa transitória acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da tarifa transitória abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada escalão de consumo a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 12-1⁶². Assim, a Figura 12-2 permite perceber se a falta de aditividade tarifária resulta exclusivamente de preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.

A figura permite concluir que no ano gás 2026-2027 a existência de preços na tarifa transitória acima dos preços da tarifa aditiva resulta, no total de BP<, na recuperação adicional de receitas equivalente a 0,4% dos proveitos. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário, assegurando a aditividade da tarifa transitória em termos médios para BP<. Regista-se que este indicador melhora face ao ano gás anterior, situação que ocorre devido ao critério adotado para a variação máxima de preços na tarifa transitória, conforme descrito anteriormente.

⁶² A título de exemplo: se na Figura 12-2 os valores positivos e negativos fossem iguais a +5% e -3%, respetivamente, a Figura 12-1 apresentaria um valor (líquido) de +2%.

Figura 12-2 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BP<

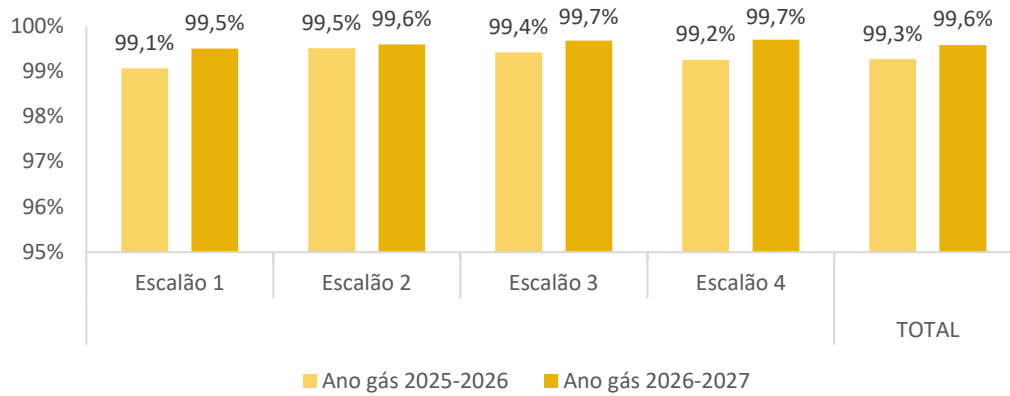


Nota: Figura análoga à Figura 12-1, diferenciando em (i) casos com preços da tarifa transitória acima dos preços da tarifa aditiva, no eixo positivo, e em (ii) casos com preços da tarifa transitória abaixo dos preços da tarifa aditiva, no eixo negativo.

A Figura 12-3 apresenta o indicador da aditividade da tarifa transitória ⁶³. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência para a tarifa aditiva, numa perspetiva preço-a-preço. No ano gás 2026-2027, a aditividade para o total de BP< situa-se em 99,6%, 0,3 pontos percentuais acima do ano gás anterior, observando-se uma melhoria em todos os escalões.

⁶³ Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 12-2, ambos em valor absoluto. O indicador atingirá o valor de 100% quando os preços da tarifa transitória forem iguais aos preços da tarifa aditiva. Para exemplificar o indicador, considere-se o seguinte exemplo: os preços A e B da tarifa aditiva geram receitas de 40 EUR e 60 EUR, respetivamente; os preços A e B da tarifa transitória geram receitas de 35 EUR e 75 EUR, respetivamente. Isto significa que a tarifa transitória apresenta, em termos absolutos, desvios de 5 EUR e 15 EUR, face a um total de receita de 100 EUR com a tarifa aditiva. Logo, o grau de convergência tarifária neste exemplo seria de 10% = (5 EUR + 15 EUR) x 0,5 / 100 EUR.

Figura 12-3 - Aditividade da tarifa transitória em BP<



Nota: Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 12-2, ambos em valor absoluto.

Por fim, salienta-se que o ano gás 2020-2021 marcou a concretização da uniformidade tarifária em Portugal nas tarifas transitórias e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais, eliminando-se assim as diferenças na estrutura de preços aplicados pelos diferentes comercializadores de último recurso retalhistas.

13 ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE GÁS

13.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS

Neste capítulo são analisados os preços médios de gás faturados em Portugal continental que resultam da informação enviada pelos comercializadores que atuam no mercado retalhista de gás (nos termos do [Despacho n.º 3677/2011](#), de 24 de fevereiro, até ao 3.º trimestre de 2024, e nos termos da [Diretiva n.º 16/2024](#), de 20 de junho, a partir do 4.º trimestre de 2024), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de gás. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2021 e o 4.º trimestre de 2025.

Tratando-se de informação sobre preços faturados, esta integra todas as ofertas comerciais da carteira de cada comercializador, ou seja, incorpora informação de preços, quer dos contratos históricos, quer dos novos contratos de cada comercializador.

É considerada a informação relativa a preços, sem impostos (IVA) e sem taxas, praticados pela totalidade dos comercializadores a atuar no mercado retalhista de gás, incluindo os comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) ⁶⁴.

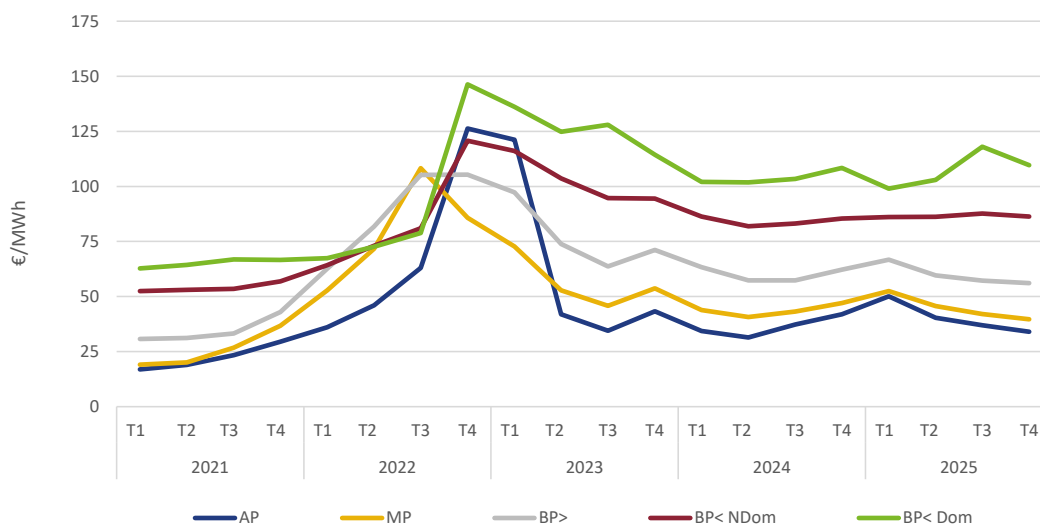
13.1.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS

Na Figura 13-1 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de gás, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de pressão ⁶⁵, no mercado livre e no mercado regulado.

⁶⁴ São considerados os seguintes CURr: Gás SU (anteriormente, EDP Gás SU), Floene, Galp e Sonorgás.

⁶⁵ Na informação enviada pelos comercializadores de mercado são excluídos os preços faturados em Alta Pressão relativos aos Centros Eletroprodutores.

Figura 13-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão



Da análise, observa-se que os preços médios faturados aos clientes ligados em Baixa Pressão (BP< Dom, BP< NDom e BP>) aumentam ao longo do ano de 2022, sendo este aumento muito significativo no 4.º trimestre de 2022 para os clientes em BP<. O ano de 2023 é caracterizado por uma descida gradual destes preços, sendo que no 4.º trimestre de 2023 se assiste a um aumento dos preços faturados aos clientes em BP> e BP< NDom. Ao longo do ano de 2024 verifica-se alguma estabilização destes preços, com uma tendência de subida a partir do 3.º trimestre de 2024. Em 2025 observa-se uma tendência de descida em BP> e de estabilidade em BP< NDom, enquanto os preços em BP< Dom registam uma trajetória ascendente até ao 3.º trimestre, seguida de um decréscimo até ao final do ano. De uma forma geral, estes preços são mais elevados do que os faturados nos restantes níveis de pressão, devido à componente de acesso às redes, que é mais elevada para os clientes ligados em baixa pressão.

Os preços faturados aos clientes em Média Pressão (MP) apresentam, a partir do 3.º trimestre de 2021, um incremento muito acentuado, atingindo um valor máximo no 3.º trimestre de 2022. A partir do 4.º trimestre de 2022 observa-se um decréscimo muito significativo destes preços, apenas contrariado no 4.º trimestre de 2023. Entre o 3.º trimestre de 2024 e o 1.º trimestre de 2025, regista-se de novo uma tendência de subida, que se inverte depois assinalando-se uma descida paulatina de preços nos últimos trimestres de 2025.

Os preços faturados aos clientes industriais em AP aumentam gradualmente a partir de meados de 2021, atingindo um valor máximo no final do ano de 2022. A partir de 2023 observa-se um decréscimo muito

significativo destes preços, apenas contrariado no 4.º trimestre de 2023. Entre o 3.º trimestre de 2024 e o 1.º trimestre de 2025, regista-se de novo uma tendência de subida, que se inverte depois assinalando-se uma descida continuada de preços nos últimos trimestres de 2025.

Na Figura 13-2 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios finais faturados para o segmento doméstico (BP< Dom) e para o segmento não doméstico (AP, MP, BP> e BP< NDom).

Figura 13-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo



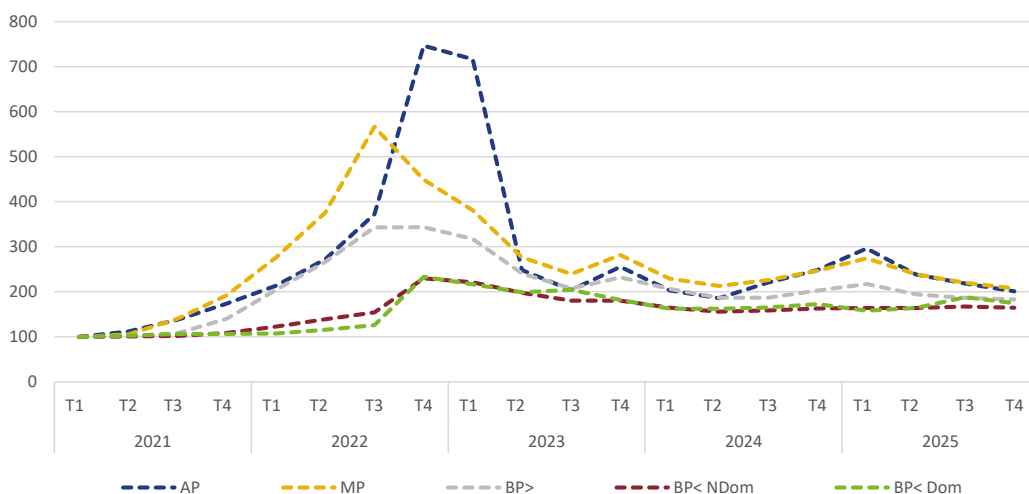
Numa análise por segmento de clientes verifica-se um aumento muito acentuado dos preços faturados no segmento doméstico no final de 2022. No segmento não doméstico esse aumento dos preços fez-se sentir antecipadamente, desde meados de 2021. A partir do início do ano de 2023 assiste-se a uma descida dos preços faturados em ambos os segmentos, sendo que no 4.º trimestre de 2023 os preços do segmento não doméstico voltam a registar uma subida. O início do ano de 2024 é marcado pela relativa estabilidade dos preços, sendo que, a partir do 3.º trimestre, se observa, no segmento não doméstico, uma tendência de subida, que se inverte nos últimos três trimestres do ano de 2025. Por outro lado, os preços no segmento doméstico observam um aumento até ao 3.º trimestre de 2025, seguido de uma descida no último trimestre em análise.

Na Figura 13-3 e na Figura 13-4 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o 1.º trimestre de 2021 (Base = 100).

Da análise verifica-se que são os clientes do segmento não doméstico que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, com um nível de preços no 4.º trimestre de 2022 a apresentar valores cinco vezes superiores ao nível de preços no 1.º trimestre de 2021. No segmento doméstico os preços médios faturados no 4.º trimestre de 2022 mais do que duplicam face aos preços faturados no 1.º trimestre de 2021.

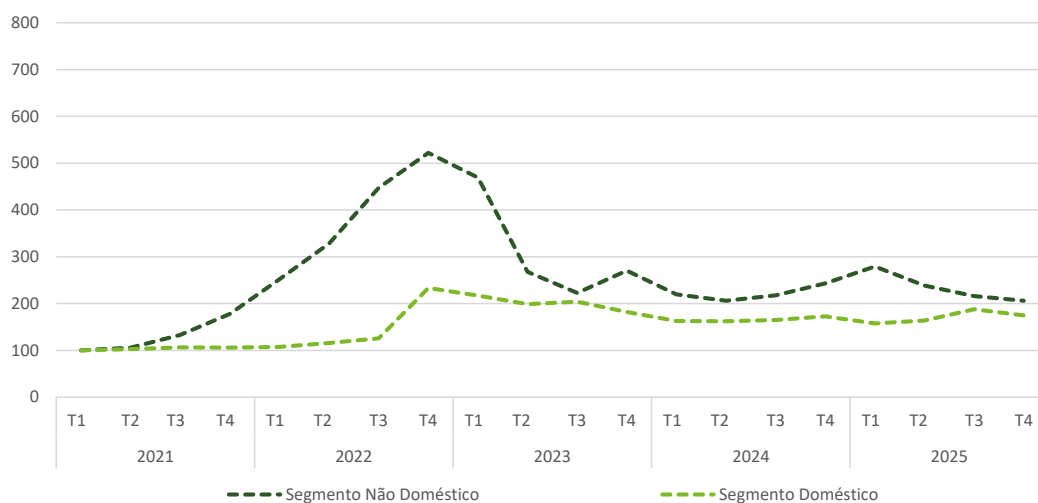
No final do período em análise os preços faturados correspondem a cerca de 2,1 vezes e 1,7 vezes os preços verificados no início de 2021, no segmento não doméstico e no segmento doméstico, respetivamente.

Figura 13-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2021 (base = 100).

Figura 13-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2021 (base = 100).

13.1.2 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS NO MERCADO REGULADO E NO MERCADO LIVRE

À semelhança da análise efetuada no capítulo 13.1.1, na Figura 13-5 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de gás, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de pressão, com uma separação entre os preços do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

No Mercado Regulado não se apresentam os preços para os níveis de pressão MP e AP porque já se encontra extinta a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, durante o período em análise.

Na Figura 13-6 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios finais faturados para o segmento doméstico (BP< Dom) e outra para o segmento não doméstico (AP, MP, BP> e BP< NDom), separadamente para o Mercado Regulado e Mercado Livre.

Figura 13-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão

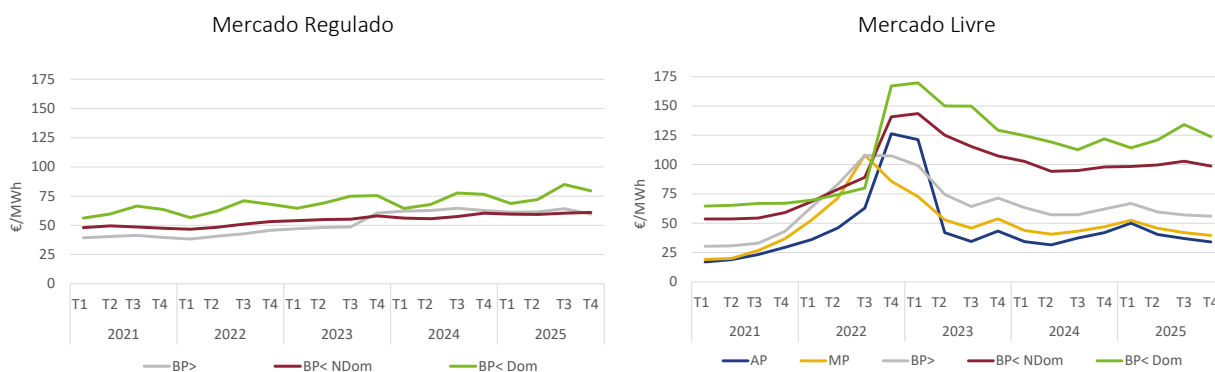
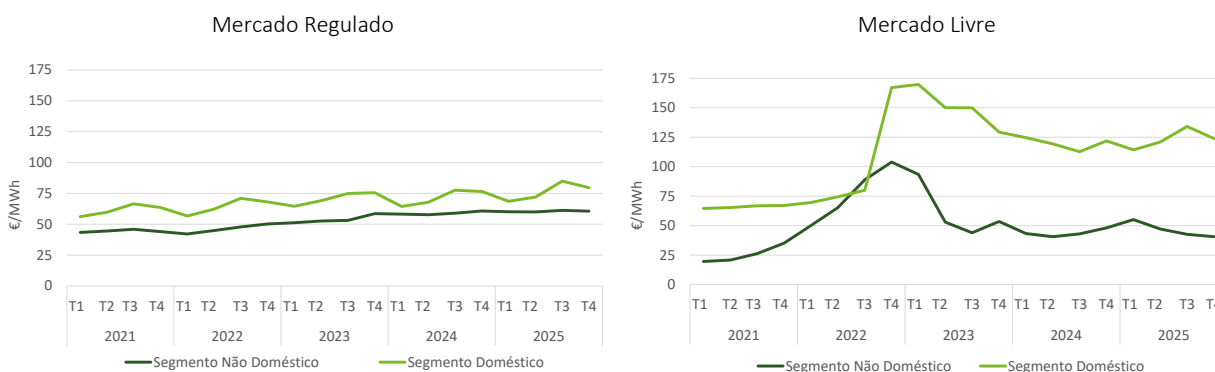


Figura 13-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo



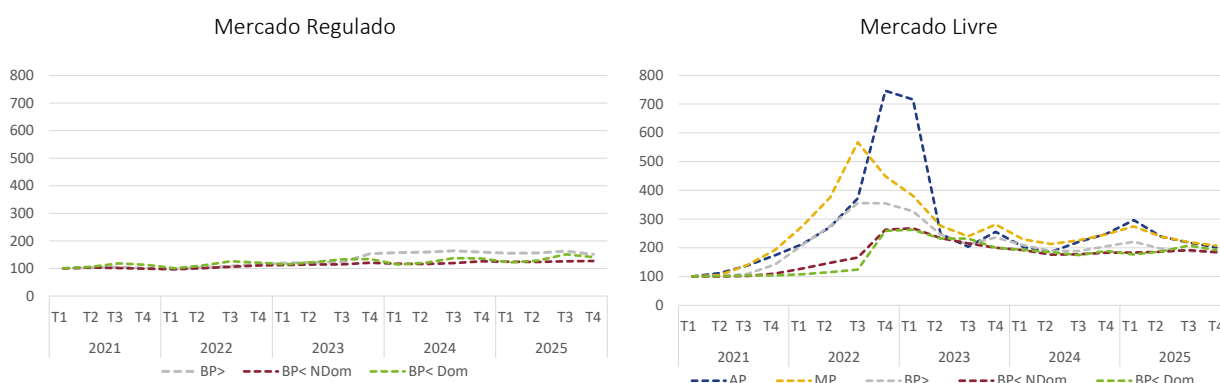
No Mercado Regulado verifica-se uma maior estabilidade dos preços ao longo do período analisado, em ambos os segmentos de consumo. De uma forma geral, no segmento doméstico (BP< Dom), os preços faturados são mais elevados no 2.º semestre de cada ano, face ao 1.º semestre, manifestando-se assim alguma sazonalidade no consumo de gás.

No Mercado Livre existe alguma estabilidade nos preços faturados até meados de 2021. A partir do 3.º trimestre de 2021 regista-se um acréscimo muito significativo dos preços no segmento não doméstico, em linha com a análise efetuada na secção 13.1.1, o que resulta da maioria dos clientes deste segmento ser abastecida no Mercado Livre, por vezes com contratos com indexação a mercados grossistas. Para o segmento doméstico, o acréscimo dos preços manifesta-se de forma mais evidente apenas a partir de meados do ano 2022. No ano de 2023, assiste-se a uma tendência de descida dos preços em ambos os segmentos de clientes, enquanto, entre o início do ano de 2024 e o final do ano de 2025, se observa uma trajetória de comparativa estabilidade nos preços, não obstante ligeiras oscilações ao longo do período.

Tendo em consideração a trajetória ascendente do custo de aprovisionamento de gás nos mercados internacionais, desde meados de 2021, podemos verificar que a repercussão deste aumento se faz notar de uma forma mais rápida no Mercado Livre e no segmento não doméstico, onde prevalecem os contratos com uma maior componente de indexação de preços dos clientes aos custos de aprovisionamento de gás.

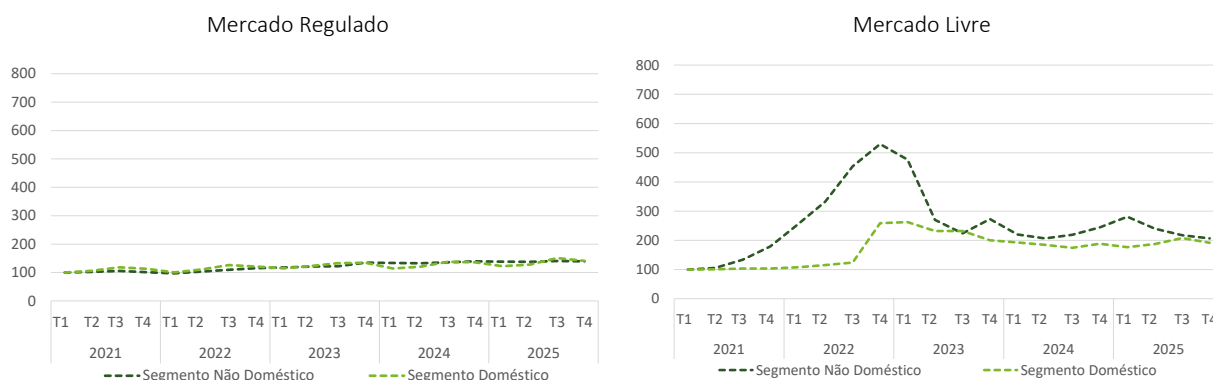
Na Figura 13-7 e na Figura 13-8 apresenta-se a evolução relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base os preços do 1.º trimestre de 2021 (Base = 100).

Figura 13-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2021 (base = 100).

Figura 13-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2021 (base = 100).

Da análise das figuras é evidente a estabilidade da evolução dos preços médios faturados no Mercado Regulado ao longo de todo o período analisado. No Mercado Livre verifica-se que são os clientes do segmento não doméstico que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados.

No final do período, os preços no Mercado Regulado, para ambos os segmentos, apresentam um nível 1,4 vezes superior aos preços verificados no 1.º trimestre de 2021, enquanto os preços no Mercado Livre são 1,9 vezes superiores no segmento doméstico e mais do que duplicam no segmento não doméstico face aos do 1.º trimestre de 2021.









13.2 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BP<

Neste capítulo caracterizam-se as ofertas comerciais de gás natural no simulador de preços de energia ⁶⁶, disponíveis para novas adesões, de acordo com a informação do **1.º trimestre de 2026** ⁶⁷.

A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis ⁶⁸.

Na análise são consideradas as ofertas de gás (apenas gás natural) e as ofertas duais (gás natural e eletricidade), não sendo consideradas as ofertas que incluem serviços adicionais obrigatórios (por exemplo, serviços de assistência técnica e diagnósticos energéticos).

A análise é feita para três consumidores tipo de eletricidade e de gás natural, representativos do segmento residencial.

	Consumidor tipo 1	Consumidor tipo 2	Consumidor tipo 3
Eletricidade 	 Casal sem filhos consumo anual: 1 900 kWh, consumo em vazio 40% potência contratada 3,45 kVA	 Casal com dois filhos consumo anual 5 000 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 6,9 kVA	 Casal com quatro filhos consumo anual 10 900 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 13,8 kVA
Gás natural 	 Casal sem filhos e sem aquecimento central consumo anual: 138 m ³	 Casal dois com filhos e sem aquecimento central consumo anual: 292 m ³	 Casal com quatro filhos e com aquecimento central consumo anual: 640 m ³

⁶⁶ O simulador de preços de energia da ERSE compara as ofertas comerciais para os consumidores de eletricidade em Baixa Tensão Normal (potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA) e de gás natural em Baixa Pressão (consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³) em Portugal continental.

⁶⁷ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a terceira semana de fevereiro de 2026.

⁶⁸ Contribuição para o Audiovisual (CAV), Imposto Especial de Consumo de eletricidade (IEC) e Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA), para a eletricidade, e Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível e IVA, para o gás natural.

13.2.1 OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP< NO 1.º TRIMESTRE DE 2026

A análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das **ofertas padrão** (sem qualquer tipo de restrição), abrange as **ofertas condicionadas** (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao cumprimento de outras condições).

Abrange, ainda, **ofertas com fidelização** (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de saída antecipada), **ofertas indexadas** (ofertas com mecanismos de indexação de preços aos mercados de energia grossistas) e **ofertas para novos clientes** (ofertas cujas condições de preço e condições comerciais apenas se aplicam a clientes que são contratados pela primeira vez pelo comercializador).

Não são consideradas nesta análise as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios, nem as ofertas duais em que para a eletricidade a oferta é a preços dinâmicos⁶⁹.

Os preços das ofertas indexadas, ao estarem dependentes dos preços observados nos mercados Spot (OMIE/MIBGAS), podem apresentar grande oscilação de preços nas faturas dos consumidores de um mês para o outro. Para estas ofertas e para efeitos da estimativa da fatura anual de gás, o preço de energia é determinado com base no preço médio verificado no último mês, considerando-o constante durante os próximos 12 meses.

13.2.1.1 OFERTAS DE GÁS NATURAL⁷⁰

Para o **consumidor tipo 1**, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada, na totalidade das ofertas. A oferta comercial de gás da Endesa (Tarifa Digital gás + Plano Amigo NATURAL) é a que tem menor fatura mensal, para além da Tarifa Regulada, com um valor de 18,71 EUR/mês. Esta oferta tem um valor 14% superior ao da Tarifa Regulada (+2,24 EUR/mês).

⁶⁹ As ofertas de eletricidade a preços dinâmicos são um caso particular de ofertas indexadas em que os preços podem variar a cada hora. Habitualmente, as ofertas a preços indexados têm preços que variam a cada mês.

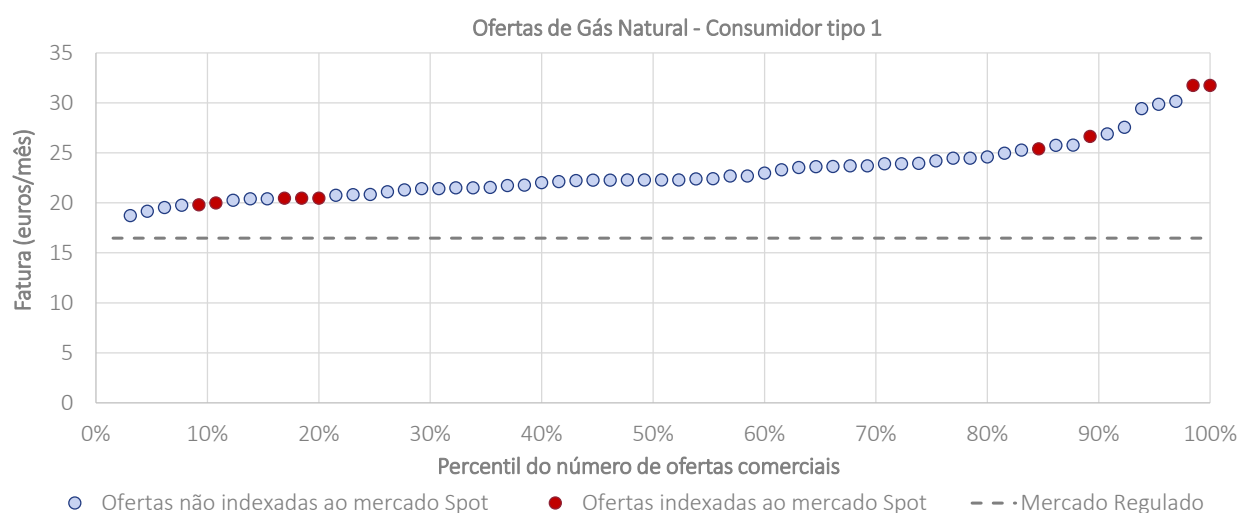
⁷⁰ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Quadro 13-1 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1

Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1				
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	16,47 €	Tarifa Mercado Regulado	Padrão
2	Endesa	18,71 € (14%)	Tarifa Digital gás + Plano Amigo	Condicionada
3	Plenitude	19,76 € (20%)	TARIFA FÁCIL	Novos clientes
4	LUZIGAS	19,79 € (20%)	GÁS NATURAL	Padrão
5	GALP	19,98 € (21%)	Plano Flexível Gás Natural	Padrão
6	EDP Comercial	20,46 € (24%)	Gás Indexado médio DD + FE	Padrão
7	GoldEnergy	20,81 € (26%)	Monogás ACP 02/26 c/ desc. Amigo	Novos clientes, Condicionada
8	Iberdrola	21,30 € (29%)	Mais Casa Gás	Padrão
9	Dourogás	21,72 € (32%)	Gás Natural - MAIS POUPANÇA	Padrão
10	G9 Energy	22,12 € (34%)	VANTAGEM+	Padrão
11	Usenergy	24,58 € (49%)	Online 2026	Padrão
12	Alfa Energia	25,74 € (56%)	Tarifa ALFA GÁS FIXO BASE	Padrão
13	YES ENERGY	25,76 € (56%)	My Gas	Padrão
14	JAFPLUS	29,41 € (79%)	Mais Energia	Padrão
15	Audax Renovables	30,15 € (83%)	TOP - Fixo de 12 meses	Condicionada, Fidelização

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de gás natural disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 64 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-9 - Ofertas de gás natural - Consumidor tipo 1



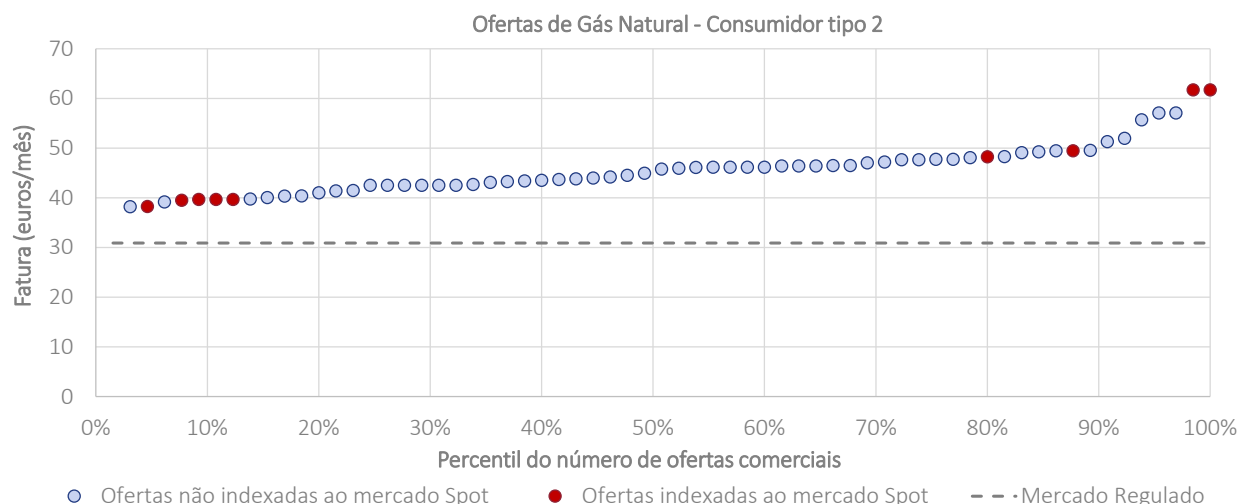
Para o **consumidor tipo 2**, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada, na totalidade das ofertas. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal, para além da Tarifa Regulada, é da Endesa (Tarifa Digital gás + Plano Amigo NATURAL) com um valor de 38,19 EUR/mês. Esta oferta tem um valor 24% superior ao da Tarifa Regulada (+7,28 EUR/mês).

Quadro 13-2 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2

Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2				
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	30,91 €	Tarifa Mercado Regulado	Padrão
2	Endesa	38,19 € (24%)	Tarifa Digital gás + Plano Amigo	Condicionada
3	LUZIGAS	38,24 € (24%)	GÁS NATURAL	Indexada
4	GALP	39,50 € (28%)	Plano Flexível Gás Natural	Indexada
5	EDP Comercial	39,66 € (28%)	Gás Indexado médio DD + FE	Indexada
6	Plenitude	40,02 € (29%)	TARIFA FÁCIL	Novos clientes
7	G9 Energy	42,50 € (37%)	VANTAGEM+	Padrão
8	Dourogás	42,52 € (38%)	Gás Natural - MAIS POUANÇA	Padrão
9	Iberdrola	43,07 € (39%)	Mais Casa Gás - FE e DDC	Padrão
10	GoldEnergy	43,27 € (40%)	Monogás ACP 02/26 com desconto Ca	Novos clientes, Condicionada
11	Usenergy	46,38 € (50%)	Online 2026	Padrão
12	YES ENERGY	49,44 € (60%)	My Gas	Padrão
13	Audax Renovables	49,54 € (60%)	TOP - Fixo de 12 meses	Condicionada, Fidelização
14	Alfa Energia	51,30 € (66%)	Tarifa ALFA GÁS FIXO BASE	Padrão
15	JAFPLUS	57,06 € (85%)	Mais Energia	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de gás natural disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 64 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-10 - Ofertas de gás natural - Consumidor tipo 2



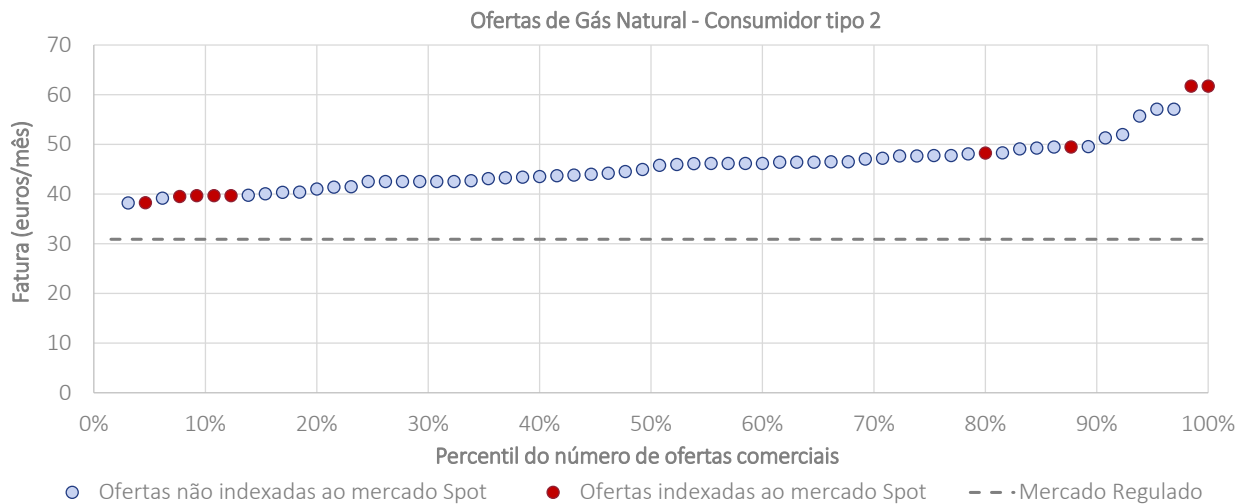
Para o **consumidor tipo 3**, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada, na totalidade das ofertas. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal, para além da Tarifa Regulada, é da Endesa (Tarifa Digital gás + Plano Amigo NATURAL) com um valor de 78,33 EUR/mês. Esta oferta tem um valor 28% superior ao da Tarifa Regulada (+17,23 EUR/mês).

Quadro 13-3 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3

Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3				
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	61,10 €	Tarifa Mercado Regulado	Padrão
2	Endesa	78,33 € (28%)	Tarifa Digital gás + Plano Amigo	Condicionada
3	LUZIGAS	78,43 € (28%)	GÁS NATURAL	Indexada
4	GALP	80,36 € (32%)	Plano Flexível Gás Natural	Indexada
5	Plenitude	81,02 € (33%)	TARIFA FÁCIL	Novos clientes
6	EDP Comercial	81,27 € (33%)	Gás Indexado médio DD + FE	Indexada
7	Dourogás	85,09 € (39%)	Gás Natural - MAIS POUPANÇA	Padrão
8	G9 Energy	85,98 € (41%)	VANTAGEM+	Padrão
9	Iberdrola	88,65 € (45%)	Mais Casa Gás - FE e DDC	Padrão
10	GoldEnergy	89,54 € (47%)	Monogás ACP 02/26 com desconto C	Novos clientes, Condicionada
11	Audax Renovables	91,13 € (49%)	TOP - Fixo de 12 meses	Condicionada, Fidelização
12	Usenergy	93,74 € (53%)	Online 2026	Padrão
13	YES ENERGY	101,82 € (67%)	My Gas	Padrão
14	Alfa Energia	104,30 € (71%)	Tarifa ALFA GÁS FIXO BASE	Padrão
15	JAFPLUS	117,67 € (93%)	Mais Energia	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de gás natural disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 62 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-11 - Ofertas de gás natural - Consumidor tipo 3



13.2.1.2 OFERTAS DUAIS ⁷¹

Para o **consumidor tipo 1**, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que dois comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta dual com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Gás Indexado Médio + Eletricidade Indexada média DD + FE Oferta 100€) com um valor de 50,00 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 6,2% e uma poupança mensal de 3,29 EUR em relação à Tarifa Regulada.

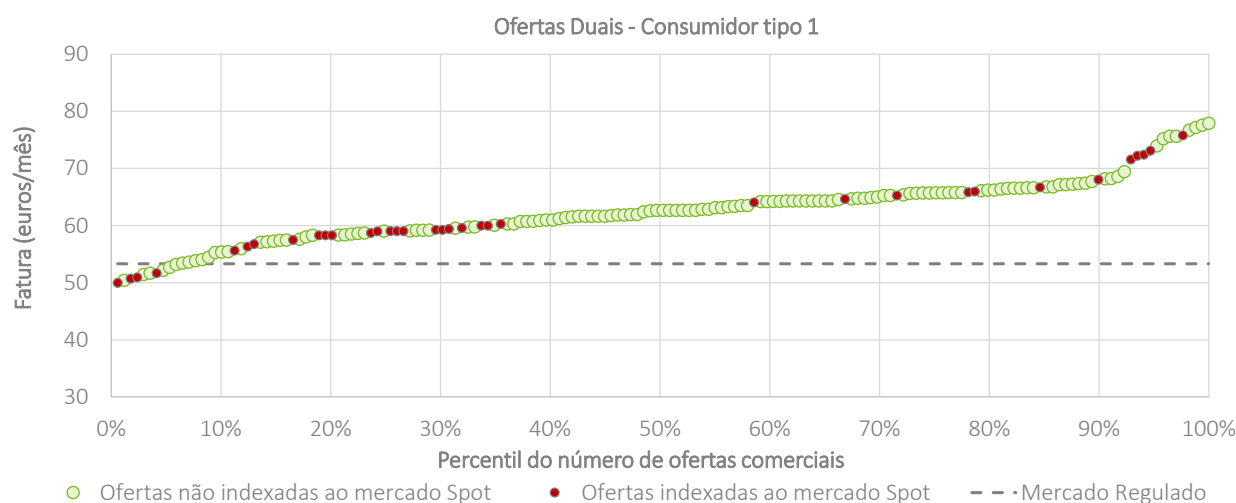
⁷¹ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Quadro 13-4 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1						
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais	
1	EDP Comercial	50,00 € (-6,2%)	GN Index médio + ELE Index média DD + FE Oferta 100€	Bi-horária	Novos clientes, Indexada	
2	Endesa	50,43 € (-5,4%)	Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo	Simple	Condiccionada	
3	Mercado Regulado	53,29 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão	
4	Plenitude	53,63 € (0,6%)	TARIFA FÁCIL LUZ Y GAS	Simple	Novos clientes	
5	GoldEnergy	55,32 € (3,8%)	Dual ACP 02/26 com desconto Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada	
6	G9 Energy	55,46 € (4,1%)	VANTAGEM+	Simple	Padrão	
7	GALP	55,64 € (4,4%)	Plano Flexível Eletricidade Verde & Gás Natural	Bi-horária	Indexada	
8	Repsol	56,79 € (6,6%)	VIVA SEM MAIS	Bi-horária	Indexada	
9	Iberdrola	58,32 € (9,4%)	Mais Casa e Mais Casa Gás (Oferta 60€) - FE e DDC	Simple	Padrão	
10	Portulogos	64,68 € (21,4%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização	

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 169 ofertas comerciais, 10 ofertas (6%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-12 - Ofertas duais - Consumidor tipo 1



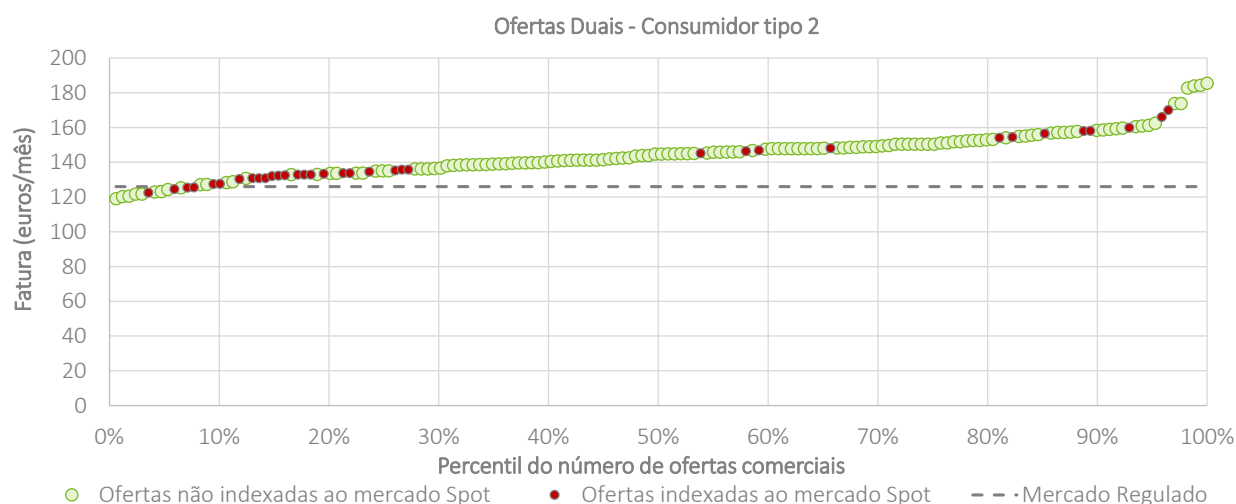
Para o **consumidor tipo 2**, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta dual com menor fatura mensal é da Endesa (Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo) com um valor de 119,08 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 5,4% e uma poupança mensal de 6,86 EUR em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 13-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2						
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais	
1	Endesa	119,08 € (-5,4%)	Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo	Bi-horária	Condiccionada	
2	EDP Comercial	122,55 € (-2,7%)	GN Index médio + ELE Index média DD + FE Oferta 100€	Bi-horária	Novos clientes, Indexada	
3	Repsol	125,56 € (-0,3%)	VIVA SEM MAIS	Bi-horária	Indexada	
4	Mercado Regulado	125,94 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão	
5	Plenitude	127,16 € (1%)	TARIFA FÁCIL LUZ Y GAS	Simples	Novos clientes	
6	G9 Energy	127,31 € (1,1%)	VANTAGEM+	Simples	Padrão	
7	GALP	130,36 € (3,5%)	Plano Flexível Eletricidade Verde & Gás Natural	Bi-horária	Indexada	
8	GoldEnergy	132,90 € (5,5%)	Dual ACP 02/26 com desconto Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condiccionada	
9	Iberdrola	138,05 € (9,6%)	Mais Casa e Mais Casa Gás (Oferta 60€) - FE e DDC	Simples	Padrão	
10	Portugolos	153,18 € (21,6%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização	

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 169 ofertas comerciais, 13 ofertas (8%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-13 - Ofertas duais - Consumidor tipo 2



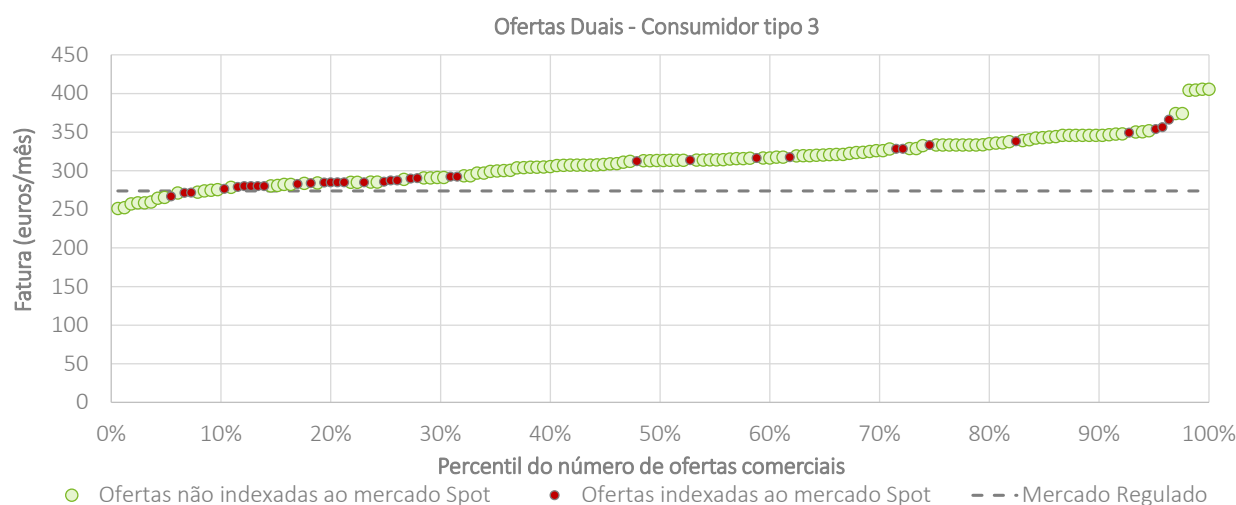
Para o **consumidor tipo 3**, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta dual com menor fatura mensal é da Endesa (Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo) com um valor de 251,11 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 8,3%, ou seja, uma poupança mensal de 22,67 EUR em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 13-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3						
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais	
1	Endesa	251,11 € (-8,3%)	Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo	Simple	Condiccionada	
2	Repsol	266,93 € (-2,5%)	VIVA SEM MAIS	Bi-horária	Indexada	
3	EDP Comercial	271,33 € (-0,9%)	Gás + Eletricidade DD+FE - Digital	Simple	Novos clientes	
4	G9 Energy	272,20 € (-0,6%)	VANTAGEM+	Simple	Padrão	
5	Mercado Regulado	273,78 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão	
6	Plenitude	275,54 € (0,6%)	TARIFA FÁCIL LUZ Y GAS	Simple	Novos clientes	
7	GALP	280,15 € (2,3%)	Plano Flexível Eletricidade Verde & Gás Natural	Bi-horária	Indexada	
8	GoldEnergy	280,49 € (2,5%)	Dual ACP 02/26 com desconto Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada	
9	Iberdrola	300,21 € (9,7%)	Mais Casa e Mais Casa Gás (Oferta 60€) - FE e DDC	Simple	Padrão	
10	Portulogos	333,56 € (21,8%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização	

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 165 ofertas comerciais, 13 ofertas (8%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-14 - Ofertas duais - Consumidor tipo 3



13.2.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP<

13.2.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL DAS OFERTAS DE GÁS NATURAL

Nas figuras seguintes identificam-se as ofertas de gás mais competitivas, para os vários trimestres analisados, tendo como base a totalidade das ofertas comerciais (linha verde) e o conjunto das ofertas

padrão (linha azul). Nas figuras apresenta-se também o valor da oferta do Mercado Regulado (Tarifa Regulada de Gás).

Verifica-se que, ao longo do período em análise, a oferta de gás de menor valor foi sempre menos competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, para os vários consumidores tipo, apresentado um valor de fatura mensal superior face à Tarifa Regulada.

No 1.º trimestre de 2026, o diferencial entre as melhores ofertas padrão de gás do mercado liberalizado e a Tarifa Regulada aumentou para os consumidores tipo 2 e 3, reduzindo para os consumidores tipo 1.

Figura 13-15 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva - Consumidor tipo 1

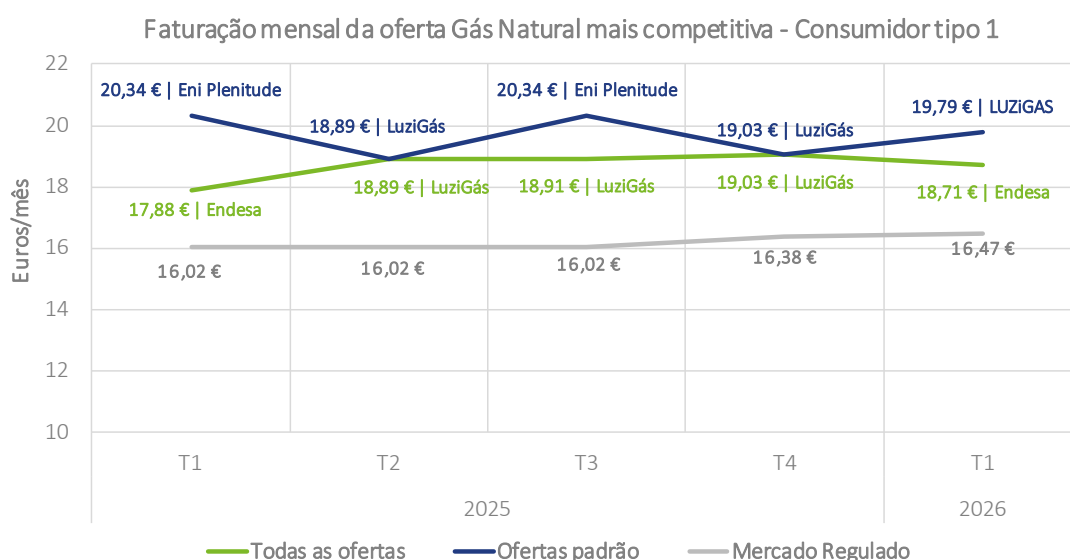


Figura 13-16 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva - Consumidor tipo 2

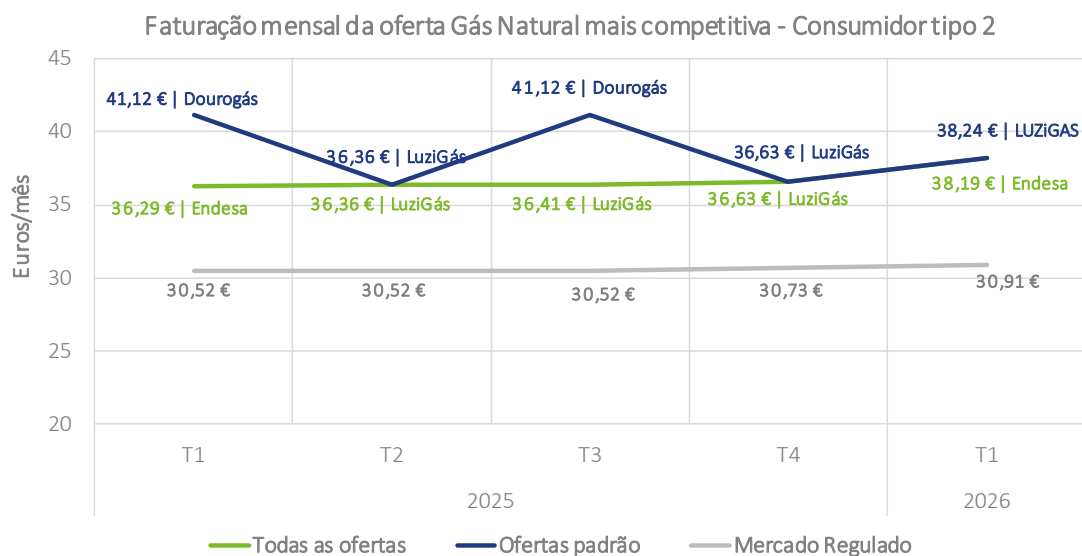
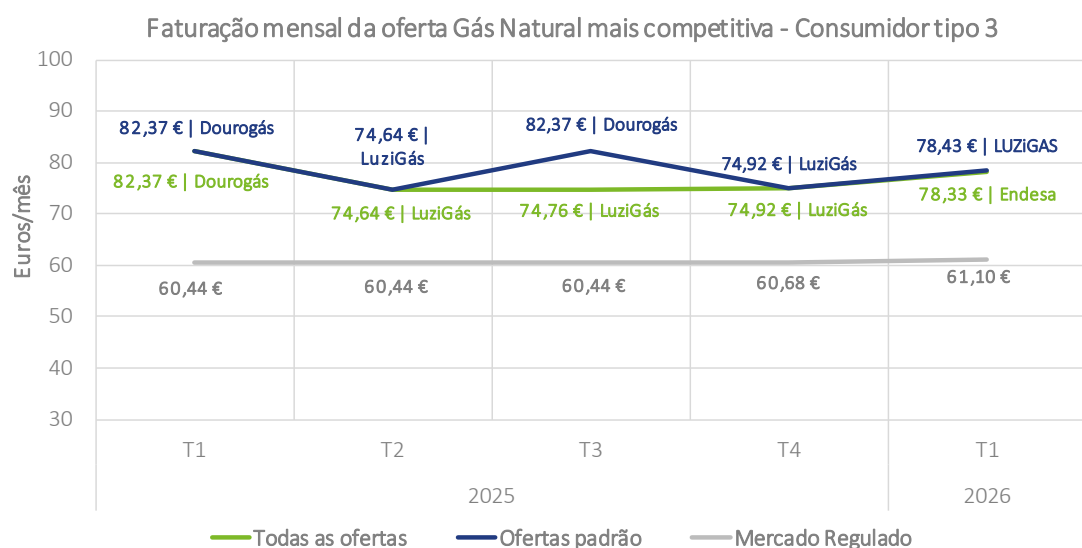


Figura 13-17 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva - Consumidor tipo 3



13.2.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL DAS OFERTAS DUAIS

Nas figuras seguintes identificam-se as ofertas duais mais competitivas, para os vários trimestres analisados, tendo como base a totalidade das ofertas comerciais (linha verde) e o conjunto das ofertas padrão (linha azul). Nas figuras apresenta-se também o valor da oferta do Mercado Regulado (Tarifa Regulada de Gás + Tarifa Regulada de Eletricidade).

No 1.º trimestre de 2026, a oferta padrão regista um valor inferior à Tarifa Regulada, para todos os consumidores tipo, sendo este diferencial progressivamente superior maior para os consumidores tipo 2 e 3. Tendo como base a totalidade das ofertas, uma vez mais se regista um valor de fatura mensal inferior de ofertas do mercado livre face à Tarifa Regulada, para todos os consumidores tipo, registando-se um aumento deste diferencial face ao trimestre anterior.

No 1.º trimestre de 2026, a diferença entre a melhor oferta dual, de entre a totalidade das ofertas comerciais, e a oferta do Mercado Regulado corresponde a 3,29 EUR/mês, 6,86 EUR/mês e 22,67 EUR/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente.

Figura 13-18 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva - Consumidor tipo 1

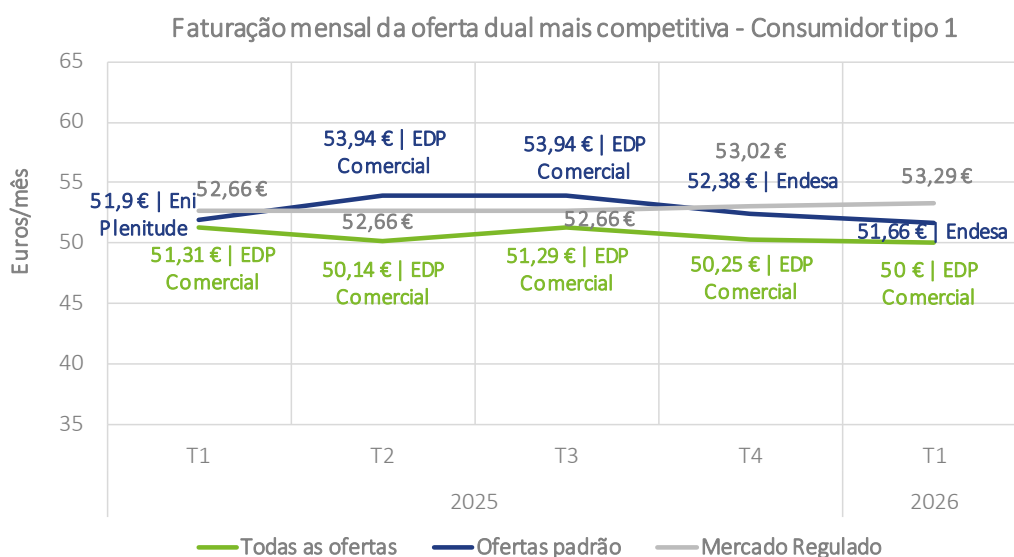


Figura 13-19 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva - Consumidor tipo 2

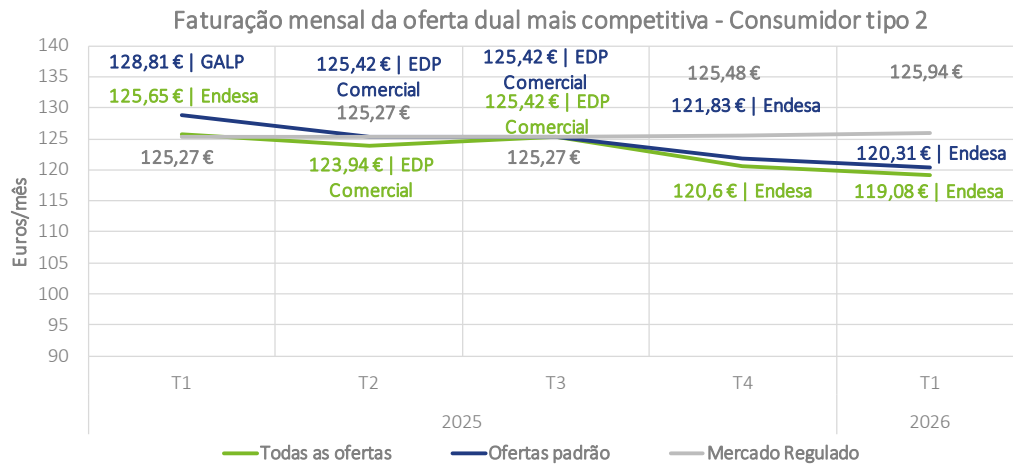
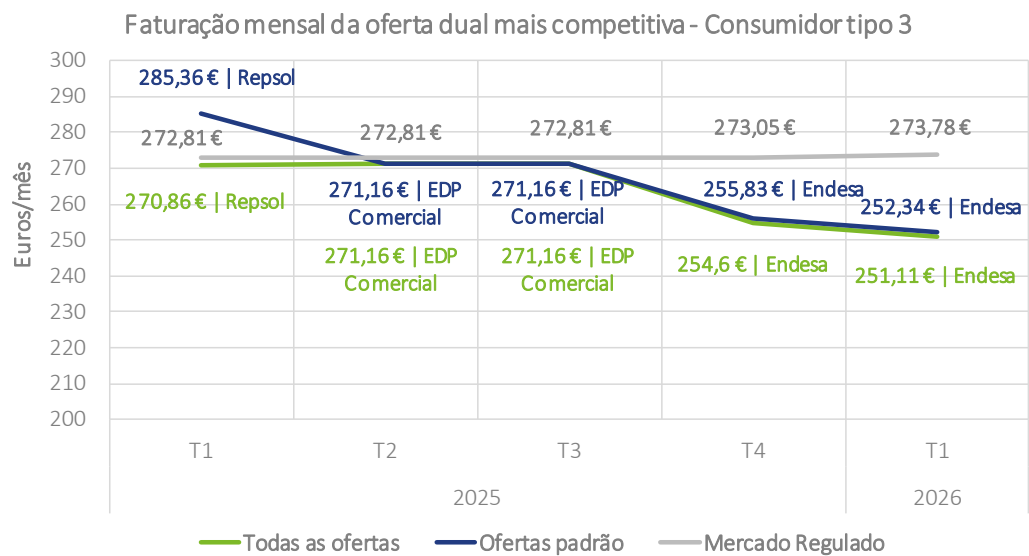


Figura 13-20 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva - Consumidor tipo 3



14 COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS EM PORTUGAL E ESPANHA

O presente capítulo compara os preços das tarifas de acesso às infraestruturas de gás em Portugal e Espanha no ano gás 2025-2026 (em vigor) e no ano gás 2026-2027 ao nível do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo e do acesso à rede de transporte.

Relativamente ao **ano gás 2025-2026** (em vigor), em Portugal, consideram-se as tarifas atuais, que vigoram entre 1 de outubro de 2025 e 30 de setembro de 2026 e, em Espanha, para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e rede local consideram-se, as tarifas definidas na “[Resolución de 27 de mayo de 2025](#), de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2026”, em vigor de 1 de outubro de 2025 a 30 de setembro de 2026. Quanto ao serviço de Armazenamento Subterrâneo consideram-se as tarifas estabelecidas na “[Orden TED/1062/2025, de 30 de septiembre](#), por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2026”, igualmente vigentes no período de 1 de outubro de 2025 a 30 de setembro de 2026. Considera-se ainda, a metodologia de cálculo das tarifas da rede de transporte, das redes locais e do serviço de regaseificação para o setor do gás aprovadas pela [Circular 6/2020, de 22 de julio](#), de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural”.

Relativamente ao **ano gás 2026-2027**, para Portugal, consideram-se as tarifas agora aprovadas. Para Espanha, para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e rede local considera-se a proposta da CNMC⁷², que ainda aguarda pela aprovação final do regulador. A CNMC propõe a prorrogação dos valores unitários das tarifas aplicadas em 2025-2026 ao ano gás 2026-2027, pelo facto de a nova metodologia de determinação dos proveitos permitidos para o período 2027-2032 ainda se encontrar em desenvolvimento. Refira-se que as tarifas poderão vir a ser modificadas durante o ano gás se, perante a determinação dos proveitos permitidos das atividades reguladas, se verificar que existe um desajuste tal da tarifa que coloque em risco a sustentabilidade das empresas reguladas.

⁷² Consulta pública disponível em: <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/propuesta-resolucion-peajes-de-acceso-gas-2027>.

Até à data ainda não existe informação sobre a proposta de tarifas de armazenamento subterrâneo, em Espanha, para o ano gás 2026-2027. Neste contexto, apenas se faz a comparação destas tarifas para o ano gás 2025-2026.

14.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL

Em Espanha, a metodologia de cálculo, aprovada pela CNMC na Circular 6/2020, abrange os seguintes serviços prestados pelos terminais de GNL: receção ('*unloading*'), armazenamento, regaseificação, enchimento de cisterna, enchimento ('*ship reloading*'), trasfega ('*transshipment*'), arrefecimento ('*cooling down*') e '*virtual liquefaction*'.

Espanha introduziu um modelo de *Tanque Virtual de Balance-TVb*⁷³ em que é atribuída capacidade virtual de armazenamento de GNL, agregando as capacidades físicas dos sete terminais de GNL em funcionamento. Isto significa que, uma vez descarregado o GNL por um utilizador num determinado terminal (à sua escolha), o GNL é considerado como estando localizado no ponto virtual de GNL, independentemente do terminal de descarregamento. Os utilizadores dos terminais podem reservar e nomear capacidade de regaseificação virtual, o que significa que a regaseificação já não estará associada a nenhum terminal em particular, mas sim à capacidade de regaseificação de todo o sistema de GNL. Com a introdução deste modelo deixaram de existir preços diferenciados por terminal de GNL.

Em Espanha, de acordo com o estabelecido na Circular 6/2020, a tarifa de descarga de navios é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em EUR/navio, e por um termo variável, definido em EUR/kWh. Em Portugal a tarifa de receção de GNL é uma tarifa monómia, com um termo de energia, definido em EUR/kWh.

No Quadro 14-1 apresentam-se os preços para a parcela de receção de GNL, em ambos os países, para o ano gás 2026-2027.

⁷³ Veja-se a [Circular 8/2019](#), de 12 de dezembro, que estabelece a metodologia e condições de acesso e atribuição de capacidade no sistema de gás, e a [Circular 2/2020](#), de 9 de janeiro, que estabelece as normas de balanço de gás natural.

Quadro 14-1 - Preços da parcela de receção de GNL ⁷⁴

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	21 786
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00003402	0,00001700

Em Espanha, de acordo com o estabelecido na Circular 6/2020, a tarifa de Armazenamento de GNL é uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/ano, e por um termo variável, definido em EUR/kWh. Em Portugal, a tarifa de Armazenamento de GNL é uma tarifa monómia, aplicável à totalidade de GNL armazenado, composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/dia. A tarifa tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: anual, trimestral, mensal e diário (nas tarifas para o ano gás 2026-2027 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 14-2 apresentam-se os preços para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países, para o ano gás 2026-2027.

Quadro 14-2 - Preço da parcela de armazenamento de GNL

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES produto anual
Termo de Capacidade (*)	0,00001702	0,00001702	0,00001702	0,00001702	0,00159800
Termo de Energia (EUR/kWh)	-	-	-	-	0,00000200

(*) EUR/(kWh/dia)/dia em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

Em Espanha, de acordo com o estabelecido na Circular 6/2020, a tarifa de Regaseificação é uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/ano, e por um termo variável, definido em EUR/kWh. Em Portugal, a tarifa de Regaseificação é igualmente uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/dia ⁷⁵, e por um termo de energia, definido em EUR/kWh. O termo de capacidade apresenta preços diferenciados, de acordo com o prazo do produto de capacidade: anual, trimestral, mensal, diário e intradiário.

⁷⁴ Considera-se um barco de tamanho L: entre 75 000 m³ e 150 000 m³ de GNL.

⁷⁵ Para efeitos desta análise, não é incluído o produto de capacidade interruptível, em horizonte intradiário, para o serviço de regaseificação, cujo preço é aprovado em EUR/(kWh/hora)/hora.

No quadro seguinte apresentam-se os preços para a parcela de regaseificação de GNL, em Portugal e Espanha, para o ano gás 2026-2027.

Quadro 14-3 - Preços da parcela de regaseificação de GNL

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES produto anual
Termo de Capacidade (*)	0,00010424	0,00012300	0,00014072	0,00020222	0,061156
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00009760	0,00009760	0,00009760	0,00009760	0,000132

(*) EUR/(kWh/dia)/dia em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

Em Espanha, tal como em Portugal, existem contratos de curta duração na utilização do terminal através da aplicação de multiplicadores aos termos de capacidade contratada dos serviços de Regaseificação e de Armazenamento de GNL.

De acordo com o estabelecido no artigo 32.º, n.º 1, da Circular 6/2020, os multiplicadores aplicáveis aos contratos trimestrais, mensais e diários são calculados de forma que, atendendo ao perfil de consumo diário previsto para o serviço, a faturação de cada um destes contratos é equivalente ao que resultaria do contrato anual. Os multiplicadores dos contratos trimestrais e mensais não podem ter valores inferiores a 1,0 nem superiores a 1,5. Os multiplicadores dos contratos diários não podem ter valores inferiores a 1,0 nem superiores a 3,0.

Por outro lado, o artigo 32.º, n.º 2, da Circular 6/2020 estabelece que o multiplicador associado ao contrato intradiário será o resultado do produto do multiplicador diário por um coeficiente que resulta para uma duração do contrato intradiário de 12 horas. O multiplicador aplicável aos contratos intradiários com uma duração superior ou igual a 24 horas é igual ao multiplicador diário.

No Quadro 14-4 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos contratos de curta duração do serviço de Regaseificação e Armazenamento de GNL, para o ano gás 2026-2027, e calculados de acordo com a metodologia estabelecida na Circular 6/2020.

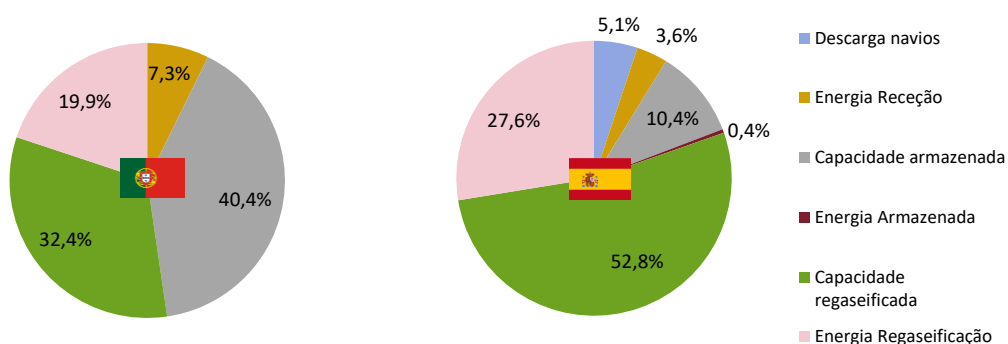
Quadro 14-4 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha

	Trimestral	Mensal	Diário	Intradiário
Armazenamento GNL	1,10	1,20	1,40	4,60
Regaseificação	1,20	1,40	1,90	6,50

Nas figuras seguintes comparam-se as estruturas de pagamentos das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização idêntico ao do Terminal de Sines.

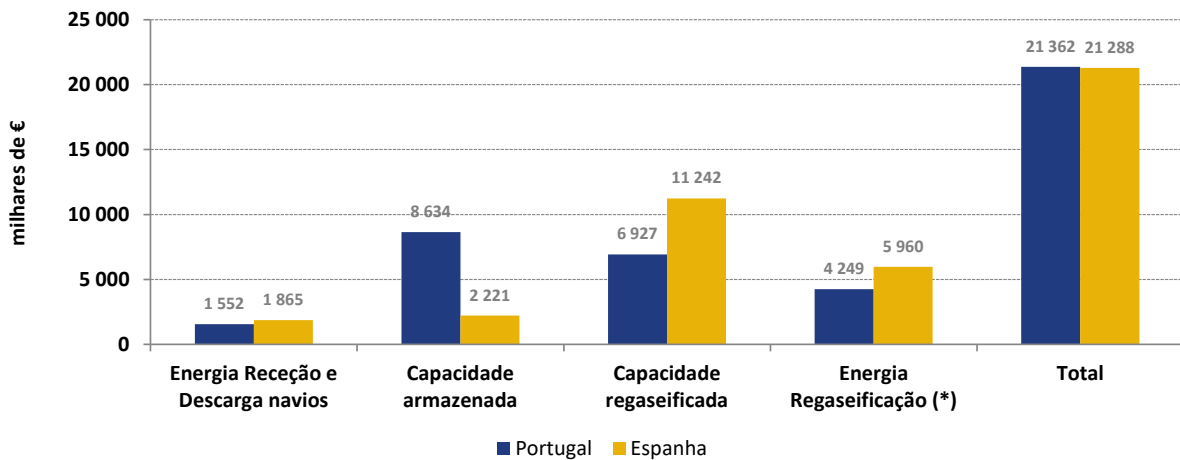
Verifica-se que no ano gás 2026-2027, em Espanha, existe uma estrutura de custos de capacidade superior à de Portugal, com um valor, em milhares de euros, da capacidade contratada de regaseificação de GNL cerca de 1,6 vezes o valor no Terminal de Sines ⁷⁶. A componente variável da energia de receção (incluindo a descarga de navios e o armazenamento em GNL) e da energia de regaseificação é, em Espanha, cerca de 1,3 vezes o valor equivalente de faturação no Terminal de Sines.

Figura 14-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2026-2027



⁷⁶ Face ao perfil de utilização assumido.

Figura 14-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2026-2027



(*) Inclui parcela de faturação de energia do Armazenamento de GNL.

Nas figuras seguintes apresenta-se a evolução dos preços de utilização dos terminais de GNL em Portugal e em Espanha, em função do número anual de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL, para os anos gás 2025-2026 e 2026-2027.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de aproximadamente 0,9 TWh (132 mil m³ GNL) e com um tempo médio de receção e regaseificação de 14 dias. Assume-se ainda que cada utilizador do terminal regaseifica a totalidade do GNL logo de imediato à sua descarga, sem haver lugar à aplicação de penalidades.

Em Espanha, para além do contrato base, com duração superior ou igual a 1 ano, são também considerados contratos trimestrais, mensais e diários, com a aplicação dos respetivos multiplicadores. Em Portugal são considerados cenários distintos: a utilização do terminal através de um contrato com duração igual a 1 ano (produto anual) e a utilização do terminal através de três contratos com duração inferior a 1 ano (produto trimestral, produto mensal e produto diário).

Figura 14-3 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto anual)

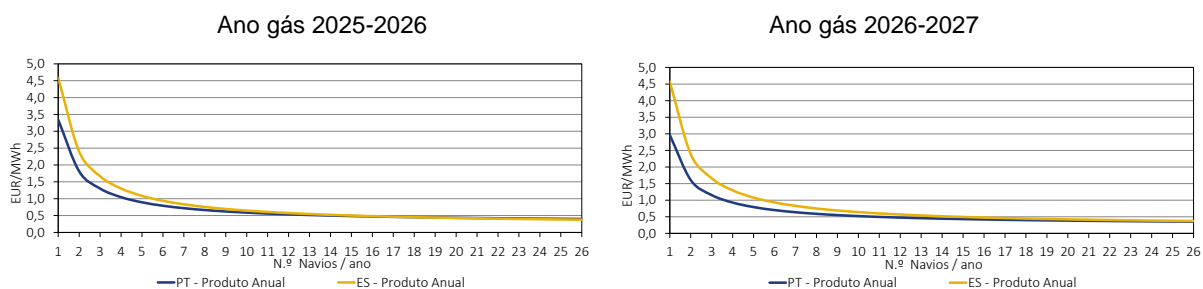


Figura 14-4 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

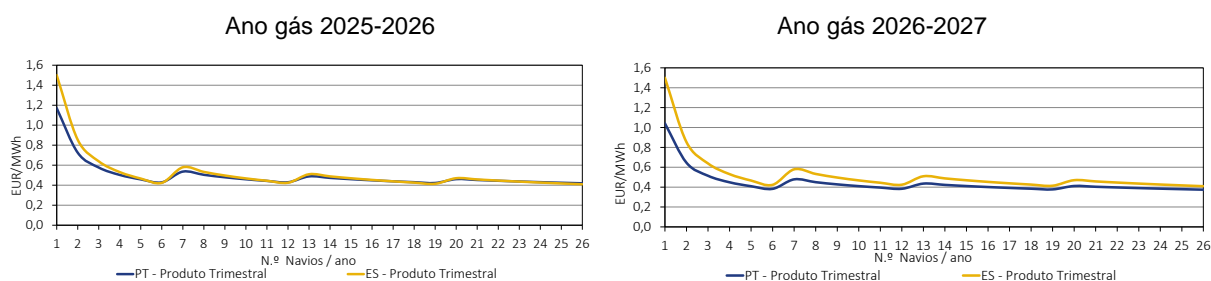


Figura 14-5 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto mensal)

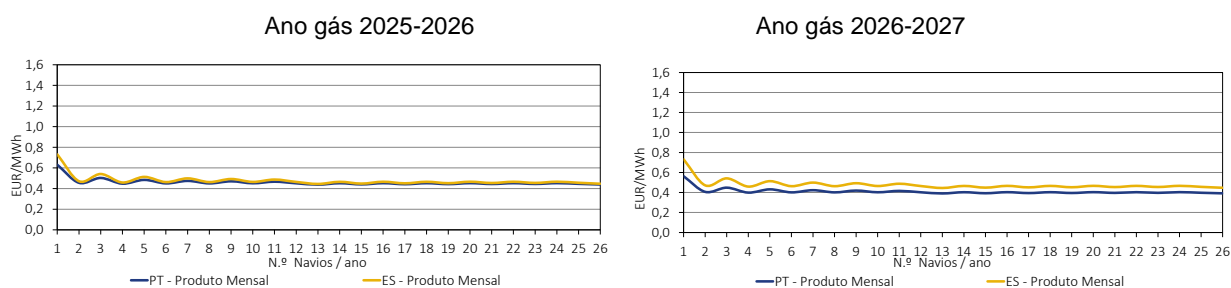
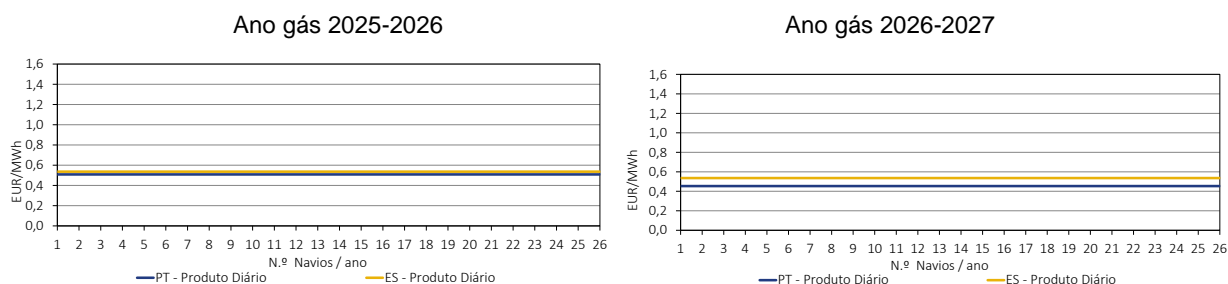


Figura 14-6 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto diário)

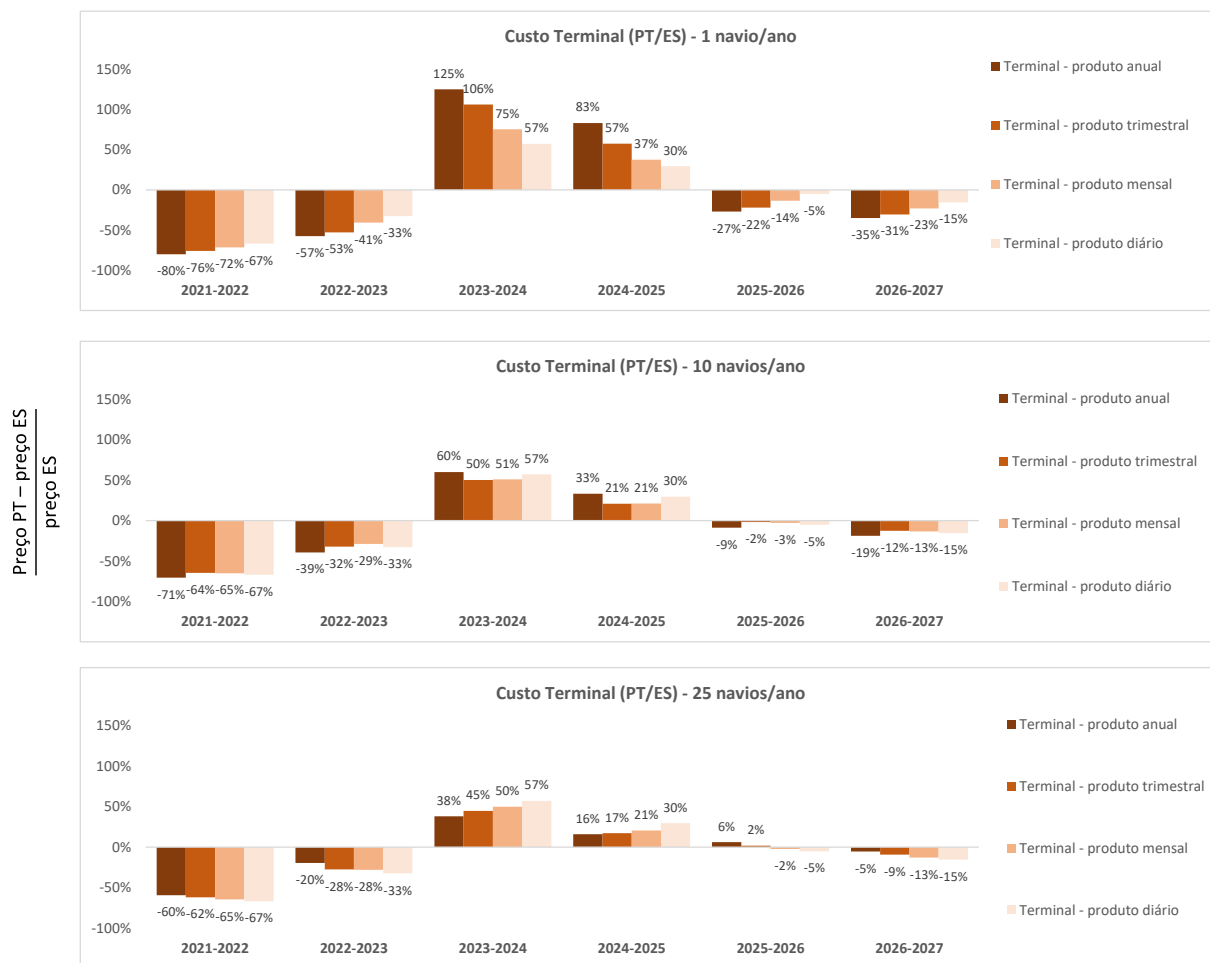


Nos anos gás 2025-2026 e 2026-2027 o terminal de GNL em Portugal é mais competitivo do que em Espanha, quer para o produto anual, quer para os produtos de curta duração.

Na Figura 14-7 apresenta-se uma evolução da competitividade entre Portugal e Espanha na utilização do Terminal de GNL, nos seis últimos anos gás. São considerados três cenários distintos para a utilização do terminal, com descargas anuais de um, 10 e 25 navios de GNL.

Da análise verifica-se que no ano gás 2025-2026 Portugal recuperou a competitividade que tinha perdido em 2023-2024 e 2024-2025, aumentando-a no ano gás 2026-2027.

Figura 14-7 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, no Terminal de GNL



14.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A análise comparativa do Armazenamento Subterrâneo é feita apenas para o ano gás 2025-2026 pois não se conhecem as tarifas associadas à utilização desta infraestrutura em Espanha para o novo ano gás 2026-2027.

Na legislação em Espanha, o artigo 63.º, n.º 2, da [Lei 18/2014](#), de 15 de outubro, na sua redação dada pelo [Decreto-Lei Real 1/2019](#), de 11 de janeiro, determina que compete ao Ministério da Transição Ecológica e do Desafio Demográfico, na sequência de um relatório da CNMC, a aprovação da remuneração anual das empresas operadoras do armazenamento subterrâneo básico de gás natural.

Da mesma forma, o artigo 92.º, n.º 1, da [Lei 34/1998](#), de 7 de outubro, do setor de hidrocarbonetos, na sua redação dada pelo [Decreto-Lei Real 1/2019](#), de 11 de janeiro, atribui a titularidade ao Ministério da Transição Ecológica e do Desafio Demográfico, com o acordo prévio da Comissão Delegada do Governo para os Assuntos Económicos, da aprovação dos preços de acesso às instalações subterrâneas básicas de armazenamento subterrâneo.

Em Espanha, de acordo com o estabelecido [Real Decreto 1184/2020](#), a tarifa de Armazenamento Subterrâneo é uma tarifa trinómia composta por um termo de capacidade aplicável à capacidade de armazenamento contratada, definido em EUR/(kWh/dia)/ano, e por dois termos de capacidade aplicáveis ao gás injetado e extraído, definidos em EUR/(kWh/dia)/ano.

Em Portugal a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é igualmente uma tarifa trinómia composta por um termo de capacidade aplicável à capacidade contratada de armazenamento, definido em EUR/(kWh/dia)/dia, e por dois termos variáveis aplicáveis ao volume de gás injetado e extraído, definidos em EUR/kWh.

No quadro seguinte apresentam-se os preços para a tarifa de Armazenamento Subterrâneo, em Portugal no ano gás 2026-2027 e em Espanha, no ano gás 2025-2026.

Quadro 14-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES produto anual
Termo de Injeção (*)	0,00014301	0,00014301	0,00014301	0,00014301	0,141516
Termo de Extração (*)	0,00014301	0,00014301	0,00014301	0,00014301	0,101405
Termo de Capacidade (**)	0,00001433	0,00001433	0,00001505	0,00001576	0,002525

(*) EUR/kWh em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

(**) EUR/(kWh/dia)/dia em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

Em Portugal, o termo de capacidade da tarifa de Armazenamento Subterrâneo tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: anual, trimestral, mensal e diário (os preços do produto anual e trimestral são iguais).

Em Espanha, de acordo com o estabelecido no ponto 2 do artigo 4.º da [Orden TED/1062/2025](#), de 30 de setembro, aplicam-se multiplicadores trimestrais, mensais, diários e intradiários aos contratos de acesso ao serviço de Armazenamento Subterrâneo, com diferenciação mensal. No Quadro 14-6 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos diferentes tipos de contrato, para o ano gás 2025-2026.

Quadro 14-6 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração

Mês	Produto Trimestral	Produto Mensal	Produto Diário	Produto Intradiário
Janeiro	1,00	1,30	1,60	2,40
Fevereiro		1,10	1,30	2,10
Março		1,00	1,20	1,90
Abril	1,00	1,10	1,30	2,10
Maio		1,10	1,30	2,10
Junho		1,10	1,30	2,10
Julho	1,30	1,30	1,60	2,40
Agosto		1,50	1,80	2,80
Setembro		1,60	2,00	3,00
Outubro	1,40	1,60	2,00	3,00
Novembro		1,50	1,80	2,80
Dezembro		1,50	1,80	2,80
Valor médio	1,18	1,31	1,58	2,46

Na Figura 14-8 e na Figura 14-9 é feita a comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização de 365 dias (12 meses de armazenamento), correspondente ao produto anual.

Assume-se que a energia injetada é igual à energia extraída, tendo-se assumido o valor da capacidade máxima de injeção do armazenamento subterrâneo do Carriço (23 800 MWh/dia). Considerou-se que esta quantidade de energia permanece durante 365 dias nesta infraestrutura, assumindo-se assim um valor para a capacidade contratada de armazenamento de 23 800 MWh/dia. A utilização do Armazenamento Subterrâneo implica também custos da tarifa de transporte com a entrada e saída para esta infraestrutura. Contudo, atualmente ambos os países aplicam descontos de 100% nessa interface.

Figura 14-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal (ano gás 2026-2027) e Espanha (ano gás 2025-2026)

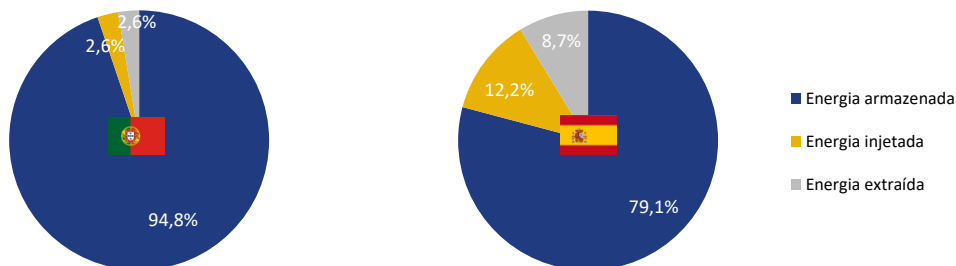
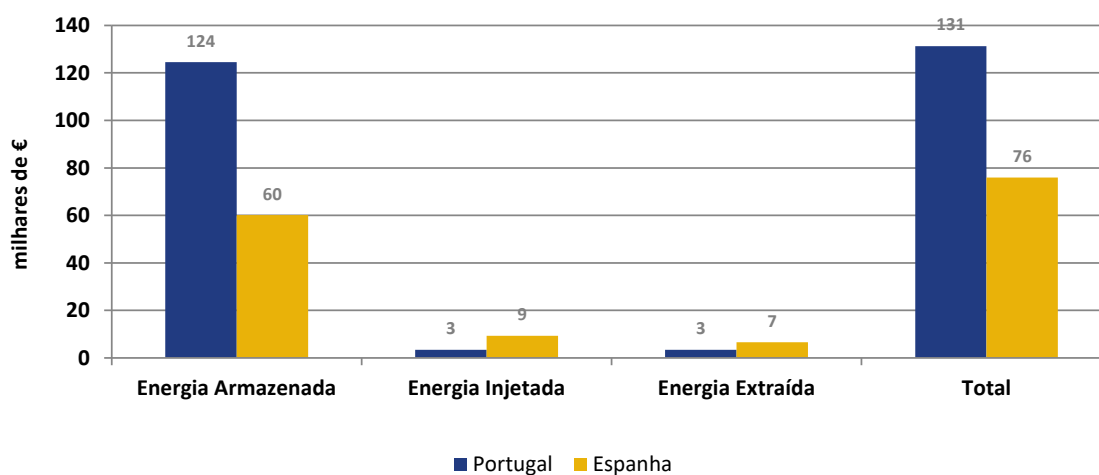


Figura 14-9 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal (ano gás 2026-2027) e Espanha (ano gás 2025-2026)



Da Figura 14-10 à Figura 14-13 apresentam-se os preços médios de acesso ao Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, em função do número de dias de armazenamento, assumindo os pressupostos descritos anteriormente, em relação à energia injetada, energia extraída e capacidade contratada de armazenamento.

Em Espanha, para além do contrato base, com duração superior ou igual a 1 ano, são também considerados contratos trimestrais, mensais e diários, com a aplicação dos respetivos multiplicadores ao termo de capacidade contratada e aos termos de injeção e extração do Armazenamento Subterrâneo. Para cada um destes contratos com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são considerados valores médios dos

multiplicadores identificados no Quadro 14-6. Em Portugal, para além do produto anual, são também considerados os produtos trimestral, mensal e diário.

Na análise comparativa verifica-se que o custo unitário do armazenamento subterrâneo em Espanha é sempre mais vantajoso do que em Portugal, com exceção de utilizações inferiores a 75 dias no produto diário e a 60 dias no produto mensal.

Figura 14-10 - Comparação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)

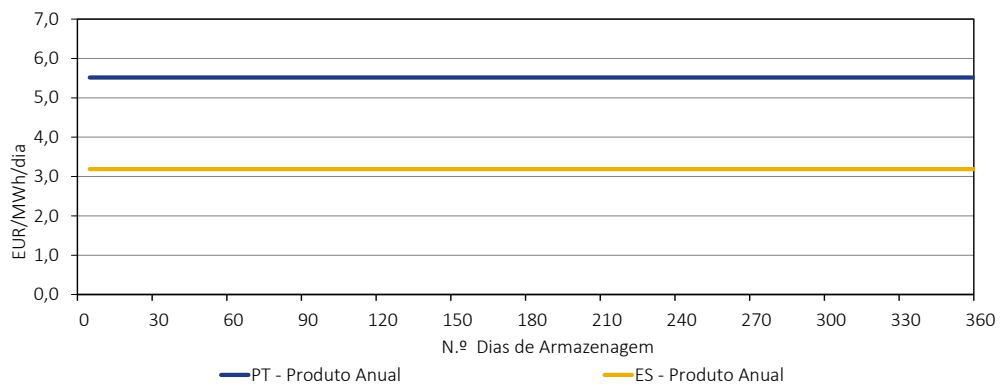


Figura 14-11 - Comparação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

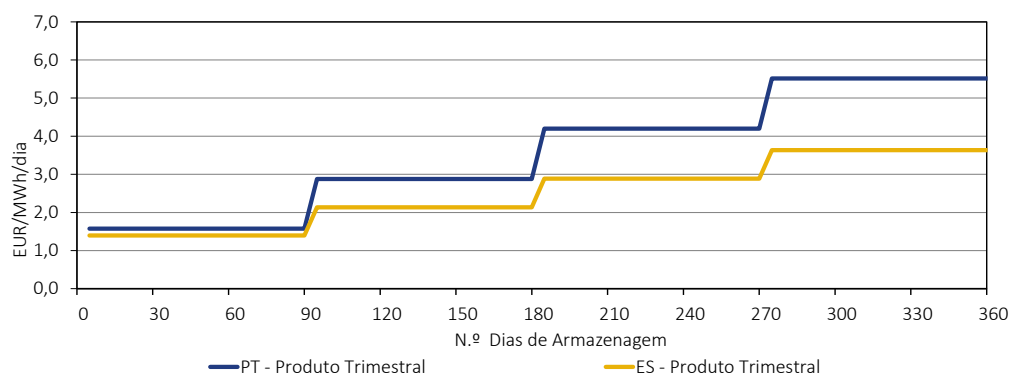


Figura 14-12 - Comparação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal)

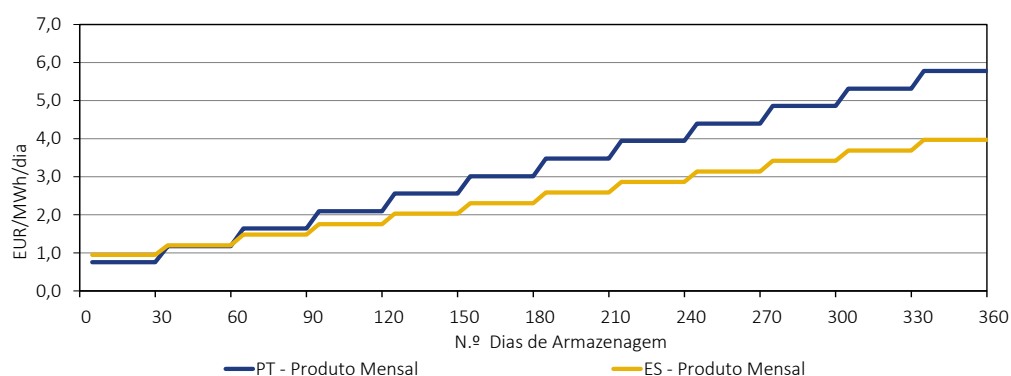
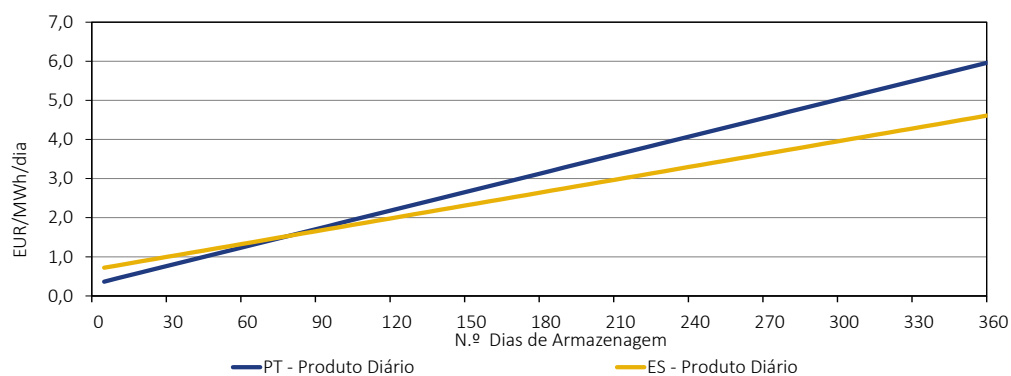


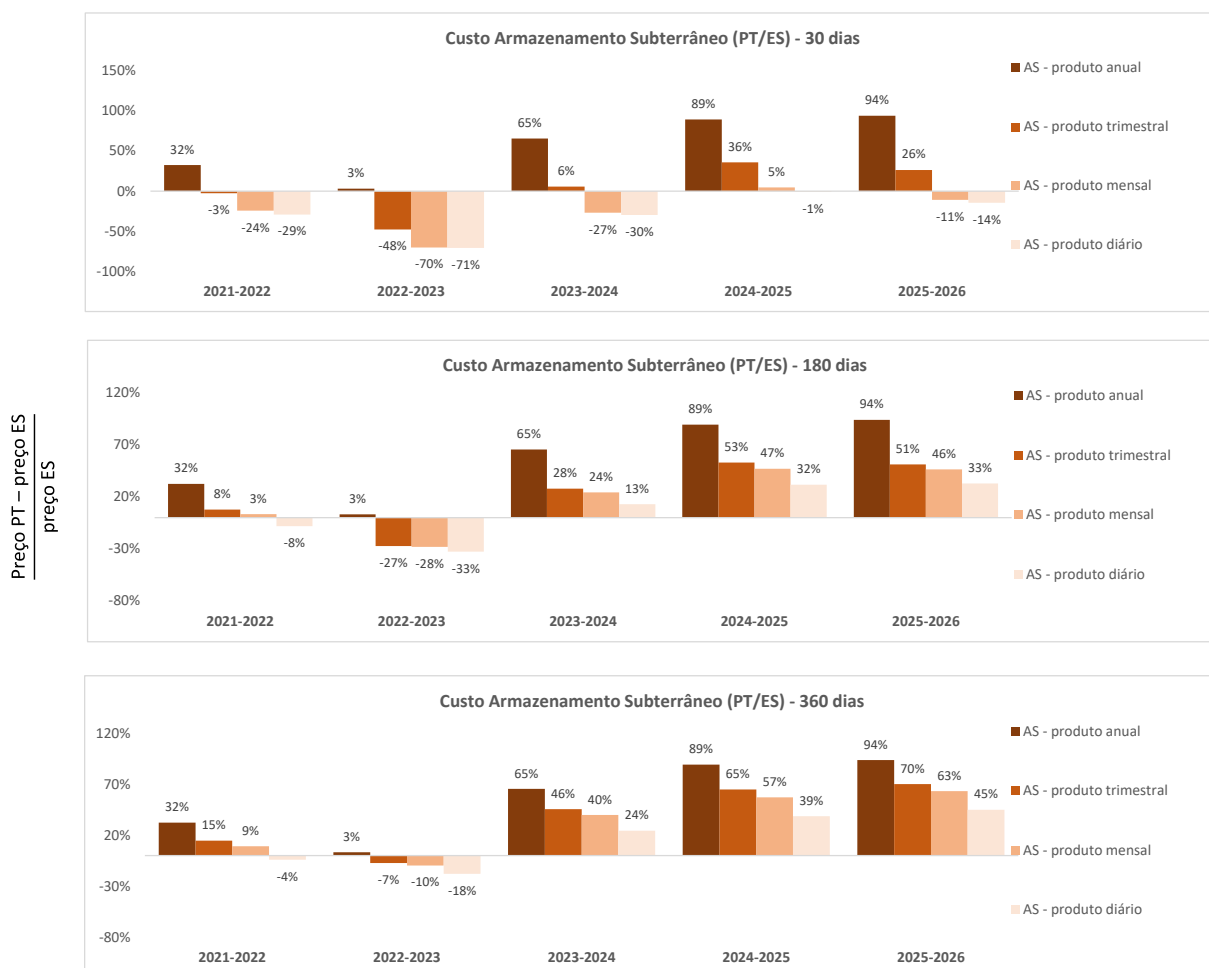
Figura 14-13 - Comparação das tarifas de Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)



Na Figura 14-14 apresenta-se uma evolução da competitividade entre Portugal e Espanha na utilização do Armazenamento Subterrâneo, nos cinco últimos anos gás. São considerados três cenários distintos para a utilização desta infraestrutura, com um armazenamento anual de 30, 180 e 360 dias.

Da análise verifica-se que a competitividade de Portugal face a Espanha inverteu-se entre o ano gás 2022-2023 e o ano gás 2023-2024. O custo de utilização do Armazenamento Subterrâneo passou a ser menos competitivo em Portugal e é tanto menor quanto maior o número de dias de armazenamento. A falta de competitividade agravou-se no ano gás 2025-2026.

Figura 14-14 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, no Armazenamento Subterrâneo



14.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE

Em Espanha, a partir do ano gás 2021-2022, com início a 1 de outubro de 2021, a CNMC passou a aplicar a nova metodologia de cálculo para as tarifas de transporte, passando de um modelo do tipo selo postal para a metodologia da distância ponderada pela capacidade.

A metodologia da distância ponderada pela capacidade corresponde à aplicação direta da metodologia definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas. Anteriormente, Espanha seguia um modelo do tipo selo postal, em que os pontos de entrada e os pontos de saída apresentavam preços uniformes. A nova metodologia, ao utilizar como indutores de custos as distâncias entre pontos e as capacidades previstas de cada ponto, estabelece preços diferenciados para cada ponto de entrada e saída.

O Quadro 14-7 resume as principais características da metodologia de cálculo das tarifas de transporte em Espanha, comparando-as com a metodologia adotada em Portugal, para o ano gás 2026-2027.

Quadro 14-7 - Metodologias de cálculo das tarifas de transporte em Espanha e Portugal

	Espanha	Portugal
Metodologia de Preço de Referência	Metodologia da distância ponderada pela capacidade	Metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade
Divisão entrada-saída	50% - 50%	28% - 72%
Divisão capacidade-energia	100% - 0%	100% - 0%
Descontos nos pontos de interface com instalações de armazenamento	100% (entrada e saída)	100% (entrada e saída)
Descontos nas entradas a partir de instalações de GNL	13,9%	-

Fonte: Informação para Espanha com base na [página](#) da CNMC.

Para a análise comparativa das tarifas de Acesso às Redes de transporte consideram-se, em Espanha, as tarifas aplicáveis nas redes de transporte de influência local (gasodutos de transporte utilizados fundamentalmente para o fornecimento local de gás natural, com uma pressão de fornecimento superior ou igual a 60 bar) e nas redes de transporte secundário (redes de transporte de gás para fornecimentos com pressões compreendidas entre 16 e 60 bar).

Em Espanha, de acordo com o estabelecido na Circular 6/2020, a tarifa de acesso às redes de transporte e distribuição, aplicada aos clientes finais, é uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade

contratada, definido em EUR/(kWh/dia)/ano, e por um termo variável, definido em EUR/kWh, com diferenciação de preços através de 11 bandas de consumo anual.

No Quadro 14-8 apresentam-se os preços da tarifa de acesso às redes de transporte, em Espanha, para o ano gás 2026-2027, para as instalações com telecontagem, sem a diferenciação de tarifas por pressão de ligação à rede (≤ 4 bar e >4 bar) para alguns escalões de consumo (RL5, RL6 e RL7), como acontecia até ao ano gás 2024-2025.

**Quadro 14-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, em Espanha
(instalações com telecontagem)**

	Nível de pressão	Capacidade Contratada	Energia	Escalão de consumo
	(bar)	€/((kWh/día)/ano)	€/kWh	(kWh)
RL1		3,310684	0,002019	$C \leq 5\ 000$
RL2		2,503728	0,002019	$5\ 000 < C \leq 15\ 000$
RL3		2,313687	0,002018	$15\ 000 < C \leq 50\ 000$
RL4		2,185936	0,002004	$50\ 000 < C \leq 300\ 000$
RLTB5	≤ 4 bar	2,089304	0,001936	$300\ 000 < C \leq 1\ 500\ 000$
RLTA5	> 4 bar	2,089304	0,001936	$300\ 000 < C \leq 1\ 500\ 000$
RLTB6	≤ 4 bar	1,344022	0,001468	$1\ 500\ 000 < C \leq 5\ 000\ 000$
RLTA6	> 4 bar	1,344022	0,001468	$1\ 500\ 000 < C \leq 5\ 000\ 000$
RLTB7	≤ 4 bar	0,838860	0,001013	$5\ 000\ 000 < C \leq 15\ 000\ 000$
RLTA7	> 4 bar	0,838860	0,001013	$5\ 000\ 000 < C \leq 15\ 000\ 000$
RL8		0,441660	0,000699	$15\ 000\ 000 < C \leq 50\ 000\ 000$
RL9		0,160022	0,000488	$50\ 000\ 000 < C \leq 150\ 000\ 000$
RL10		0,153011	0,000349	$150\ 000\ 000 < C \leq 500\ 000\ 000$
RL11		0,139655	0,000046	$C > 500\ 000\ 000$

No Quadro 14-9 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos contratos de curta duração em Espanha, no ano gás 2026-2027. Estes multiplicadores aplicam-se ao termo de capacidade contratada da tarifa de acesso às redes de transporte, de acordo com o período de duração do contrato em causa. Importa referir que em Espanha as capacidades contratadas com prazos inferiores a um ano podem ser adicionadas a capacidades contratadas com prazos superiores a um ano, para o mesmo ponto de fornecimento, somente entre os meses de abril e setembro (período de seis meses).

Quadro 14-9 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha

Mês	Trimestral	Mensal	Diário	Intradiário
janeiro	1,43	1,87	2,44	5,75
fevereiro	1,43	1,46	1,91	4,49
março	1,43	1,40	1,83	4,30
abril	1,03	1,08	1,41	3,32
maio	1,03	1,00	1,31	3,08
junho	1,03	1,07	1,40	3,30
julho	1,10	1,17	1,52	3,59
agosto	1,10	1,07	1,40	3,29
setembro	1,10	1,14	1,49	3,52
outubro	1,24	1,21	1,59	3,73
novembro	1,24	1,50	1,96	4,62
dezembro	1,24	1,63	2,13	5,01

Em Portugal, a tarifa de acesso à rede de transporte em alta pressão (AP) para entrega a clientes em AP e para entrega a produtores de eletricidade em regime ordinário, designada por tarifa de Acesso às Redes em AP, tem opções tarifárias distintas: contrato de Longas Utilizações, contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão (opção Flexível Anual), contrato exclusivamente mensal (opção Flexível Mensal) e contrato diário (opção Flexível Diária).

Em todas estas opções tarifárias existe um termo de energia, definido em EUR/kWh, e um ou mais termos de capacidade, em EUR/(kWh/dia)/dia. No documento de “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2026-2027” (capítulo 3.6.1) apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes em AP, para as diferentes opções tarifárias disponíveis, para o ano gás 2026-2027.

14.3.1 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA MODULAÇÕES CONSTANTES E DIFERENTES NÍVEIS DE CONSUMO

Na Figura 14-15 e na Figura 14-16 apresentam-se os preços da tarifa de Acesso às Redes em AP, em Portugal e Espanha, para diferentes valores de consumo anual e para modulações constantes de 186 dias (clientes industriais em AP na opção Longas Utilizações, no ano gás 2026-2027) e 136 dias (centros eletroprodutores na opção Flexível Anual, no ano gás 2026-2027).

Figura 14-15 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha
(modulação de 186 dias)

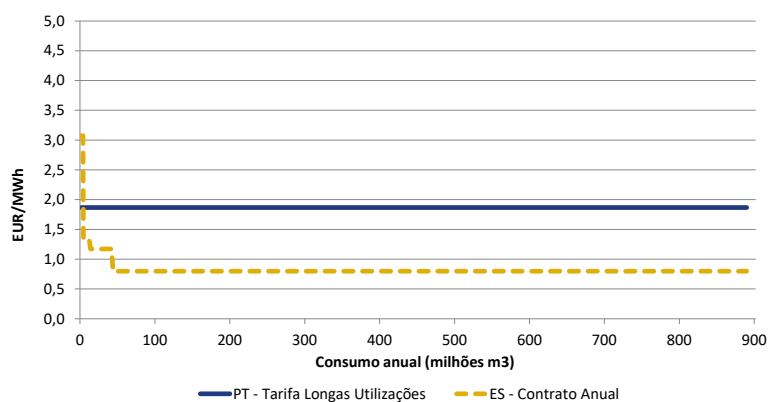
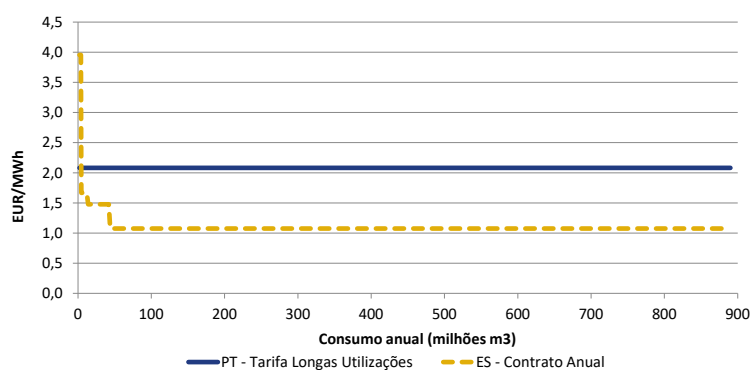


Figura 14-16 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha
(modulação de 136 dias)

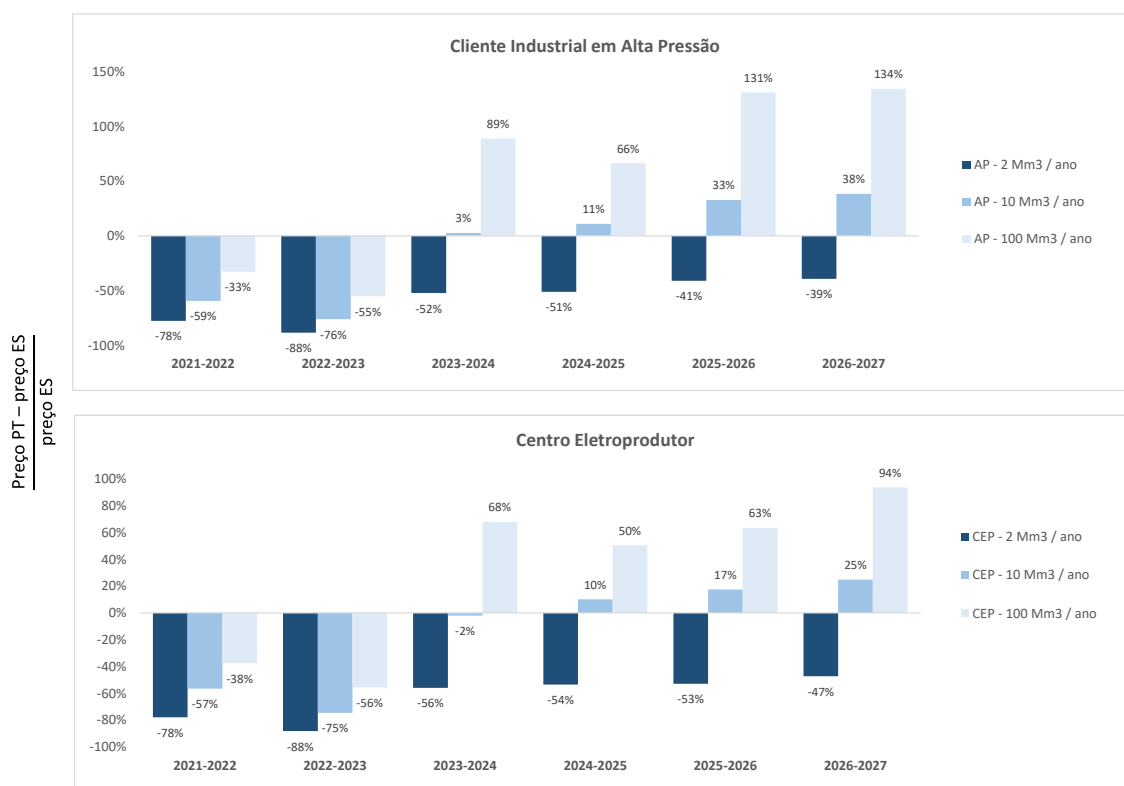


No ano gás 2026-2027 as tarifas de Acesso às Redes em AP, em Espanha, são praticamente sempre mais competitivas do que em Portugal.

Na Figura 14-17 apresenta-se uma evolução da competitividade entre Portugal e Espanha na utilização da Rede de Transporte, nos seis últimos anos gás, tendo como base a modulação prevista em cada ano e para três diferentes níveis de consumo anual de gás: 2 milhões m³, 10 milhões m³ e 100 milhões m³.

Da análise da figura verifica-se uma perda de competitividade de Portugal face a Espanha ao longo do período em análise, passando a rede em Portugal a ser menos competitiva no ano gás 2023-2024, para clientes com maiores níveis de consumo anual de gás.

Figura 14-17 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Clientes Industriais em AP e Centros Eletroprodutores)



14.3.2 COMPARAÇÃO DE PREÇOS EM FUNÇÃO DA MODULAÇÃO

Neste ponto comparam-se os preços médios da tarifa de Acesso às Redes em AP, em Portugal e Espanha, para diferentes períodos de utilização da capacidade (modulação).

Na análise comparativa entre Portugal e Espanha são considerados dois exemplos distintos, a saber, um cliente industrial ligado em AP (capacidade média anual de 4,1 GWh/dia) e um centro eletroprodutor (capacidade média anual de 21,8 GWh/dia).

Para a distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foram consideradas duas estratégias distintas de funcionamento do centro eletroprodutor e do cliente industrial em AP, a saber:

- **Estratégia de utilização uniforme da capacidade:** na distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foi considerada uma alocação do consumo de uma forma uniforme ao longo dos vários meses e dias do ano.

- **Estratégia de utilização progressiva da capacidade:** na distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foi considerada uma alocação do consumo de uma forma progressiva ao longo dos vários dias. Para uma modulação de 10 dias considera-se o consumo do dia 1 ao dia 10 de janeiro, para uma modulação de 20 dias considera-se o consumo do dia 1 ao dia 20 de janeiro, e assim progressivamente, até atingir os 365 dias.

Em Espanha consideram-se três cenários distintos: contrato anual, contrato mensal e contrato diário. Para simplificação da análise comparativa em Espanha, nos contratos com duração inferior a 1 ano, é aplicado o valor médio do multiplicador mensal, para os contratos mensais, e o valor médio do multiplicador diário, para os contratos diários.

Em Portugal consideram-se quatro cenários distintos, com a aplicação da tarifa de Longas Utilizações, a Opção Flexível Anual, a Opção Flexível Mensal e a Opção Flexível Diária. Para simplificação da análise comparativa nos contratos flexíveis o preço da parcela de capacidade é calculado através de uma média dos preços de capacidade nos períodos de verão e inverno.

Não são consideradas as tarifas de entrada na rede de transporte, quer em Portugal quer em Espanha.

Comparação de preços para clientes industriais em AP, em função da modulação

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise do custo de acesso às redes de transporte de gás, para um cliente industrial em AP, para os diferentes tipos de contrato e estratégias de utilização da capacidade ao longo dos 365 dias do ano, para os anos gás 2025-2026 e 2026-2027.

Figura 14-18 - Tarifa de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano

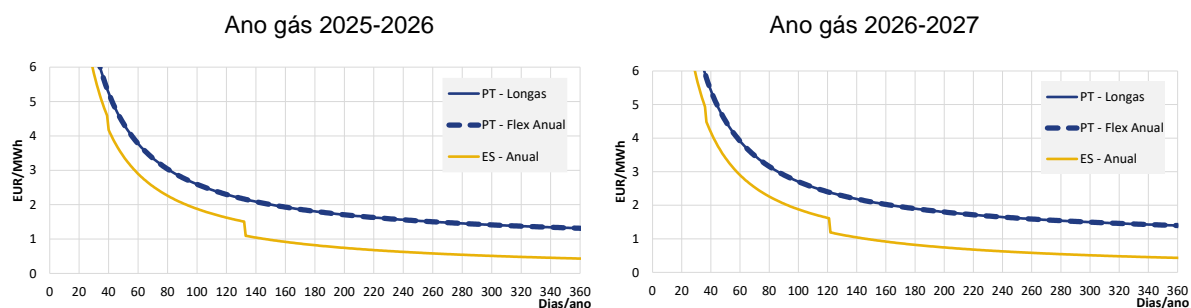


Figura 14-19 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (utilização progressiva)

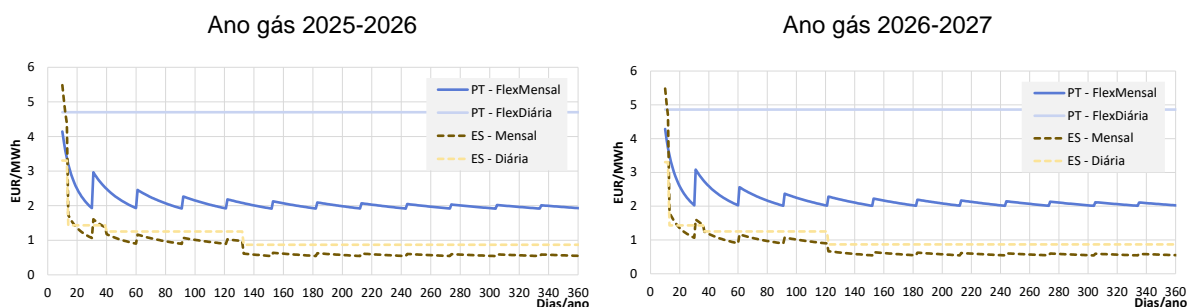
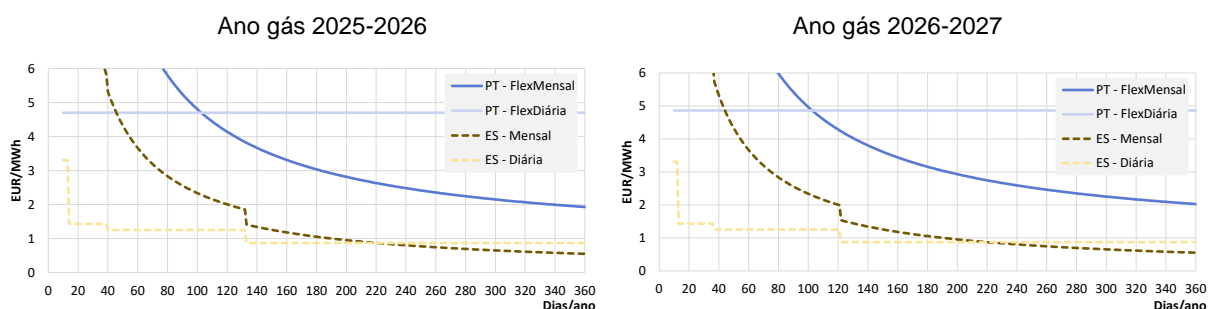


Figura 14-20 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (utilização uniforme)



No ano gás 2026-2027 as tarifas de acesso às redes de AP em Portugal são menos competitivas do que as tarifas em Espanha: para contratos com duração superior ou igual a 1 ano, as tarifas de acesso em Portugal são sempre menos competitivas do que em Espanha, o mesmo acontecendo para os contratos com duração inferior a 1 ano.

Comparação de preços para centros eletroprodutores, em função da modulação

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás, para um centro eletroprodutor, para os diferentes tipos de contrato e estratégias de utilização da capacidade ao longo dos 365 dias do ano, para os anos gás 2025-2026 e 2026-2027.

Figura 14-21 - Tarifas de Acesso às Redes para centros eletroprodutores, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano

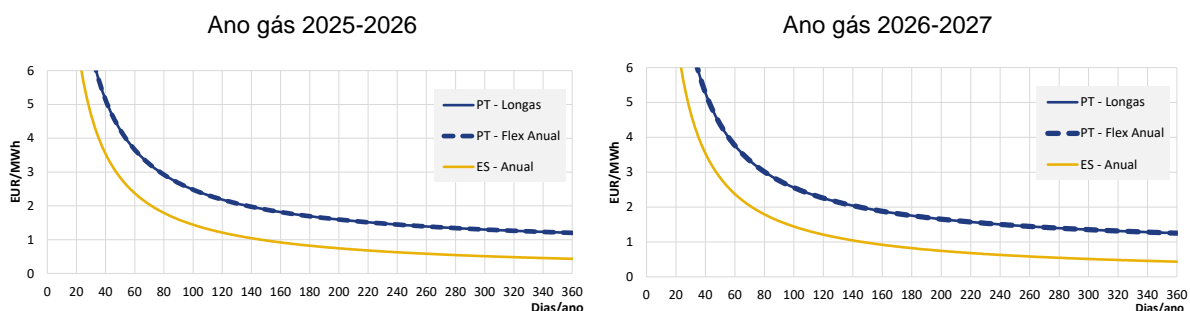


Figura 14-22 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para centros eletroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (utilização progressiva)

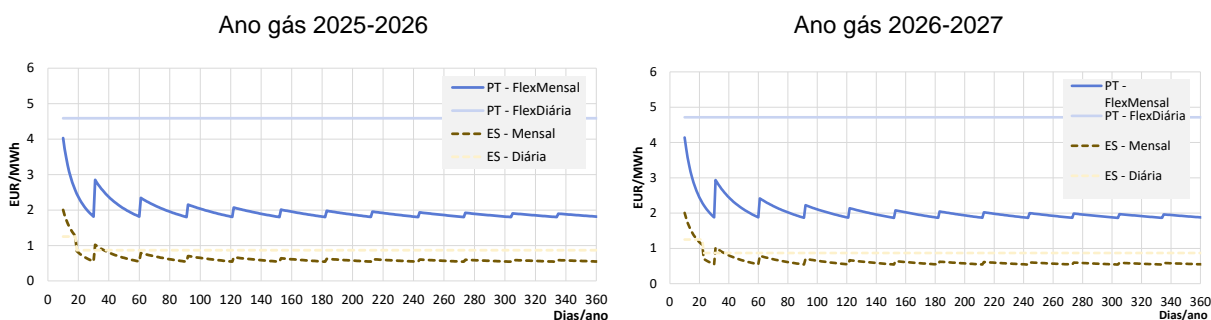
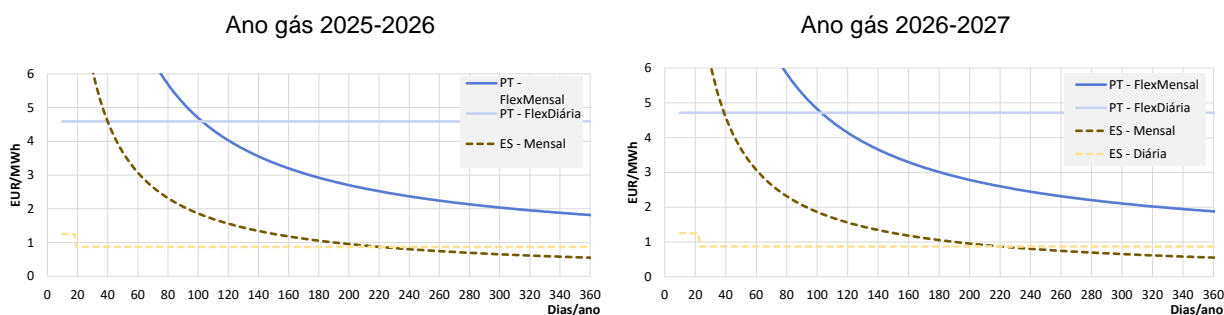


Figura 14-23 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para centros eletroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (utilização uniforme)



Tal como já se tinha verificado nos clientes industriais ligados a AP, também para os centros eletroprodutores as tarifas de acesso às redes de AP em Portugal no ano gás 2026-2027 perdem competitividade face às tarifas previstas para Espanha, à semelhança do ano gás 2025-2026. Para contratos com duração superior ou igual a 1 ano, as tarifas de acesso em Portugal são sempre menos competitivas do que em Espanha, o mesmo acontecendo para os contratos com duração inferior a 1 ano.

Nas figuras seguintes apresenta-se uma evolução da competitividade entre Portugal e Espanha na Rede de Transporte, nos seis últimos anos gás, para os clientes industriais em AP e para os centros eletroprodutores. Para além do contrato anual são considerados os contratos de duração inferior a um ano.

No ano gás 2026-2027, para clientes industriais, as tarifas de acesso às redes de AP em Portugal são menos competitivas face às tarifas em Espanha, em linha com o que já se tinha observado desde o ano gás 2023-2024, ano em que passaram a ser menos competitivas do que em Espanha.

Figura 14-24 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Clientes Industriais em AP) – Utilização Progressiva

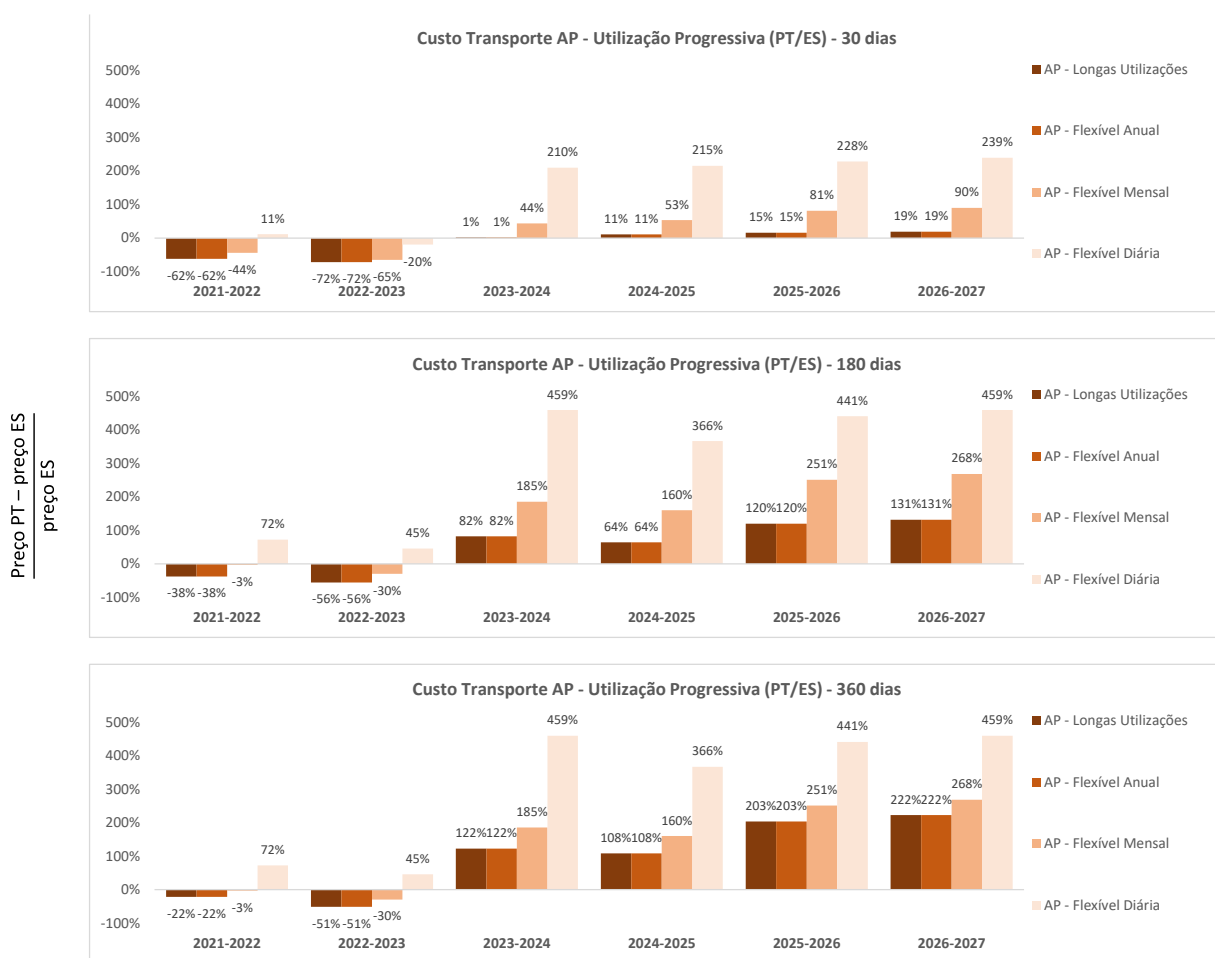
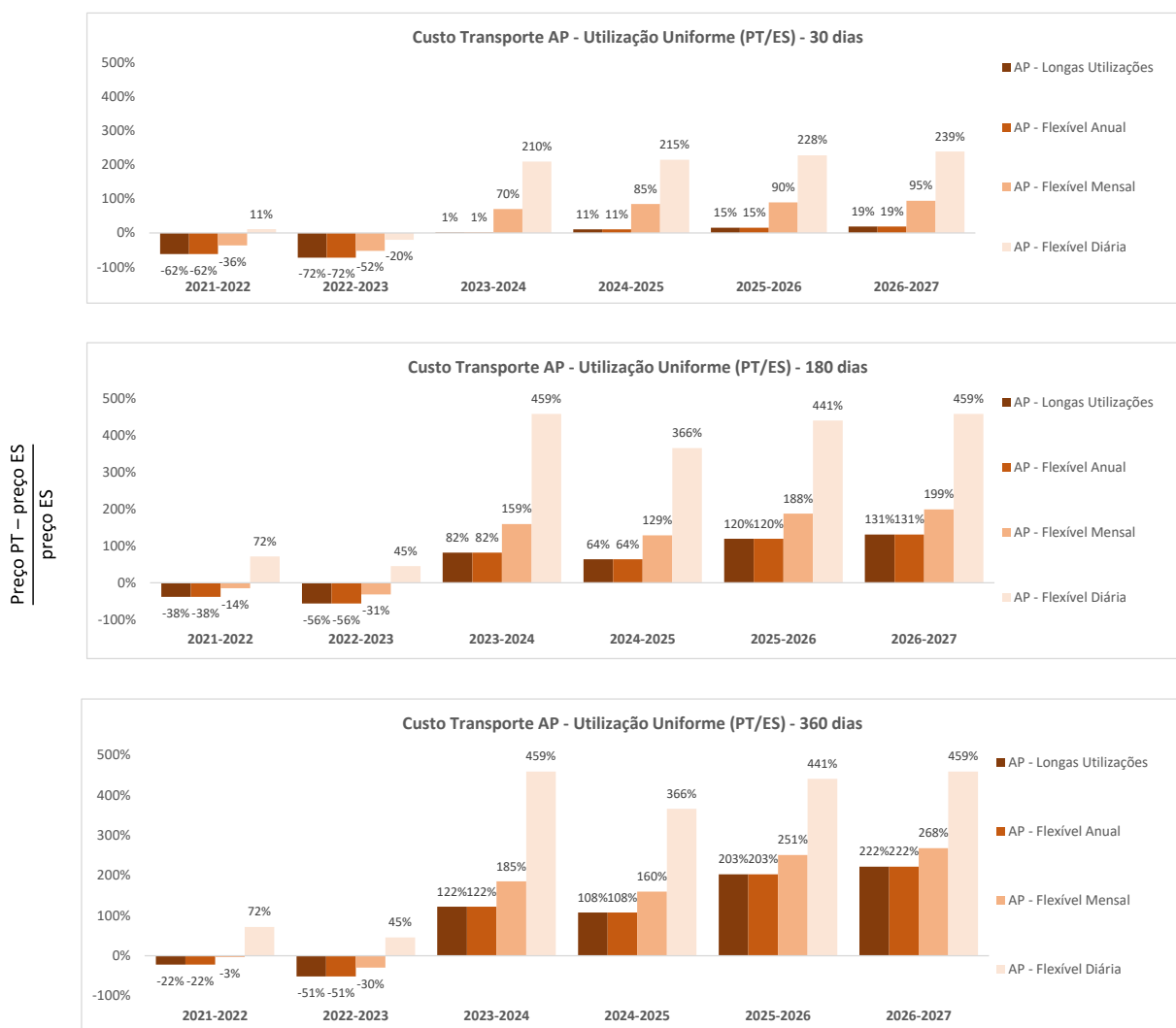


Figura 14-25 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Clientes Industriais em AP) – Utilização Uniforme



No ano gás 2026-2027, para centros eletroprodutores, as tarifas de acesso às redes de AP em Portugal são menos competitivas face às tarifas em Espanha, em linha com o que já se tinha observado desde o ano gás 2023-2024, ano em que passaram a ser menos competitivas do que em Espanha.

Figura 14-26 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Centros Eletroprodutores) – Utilização Progressiva

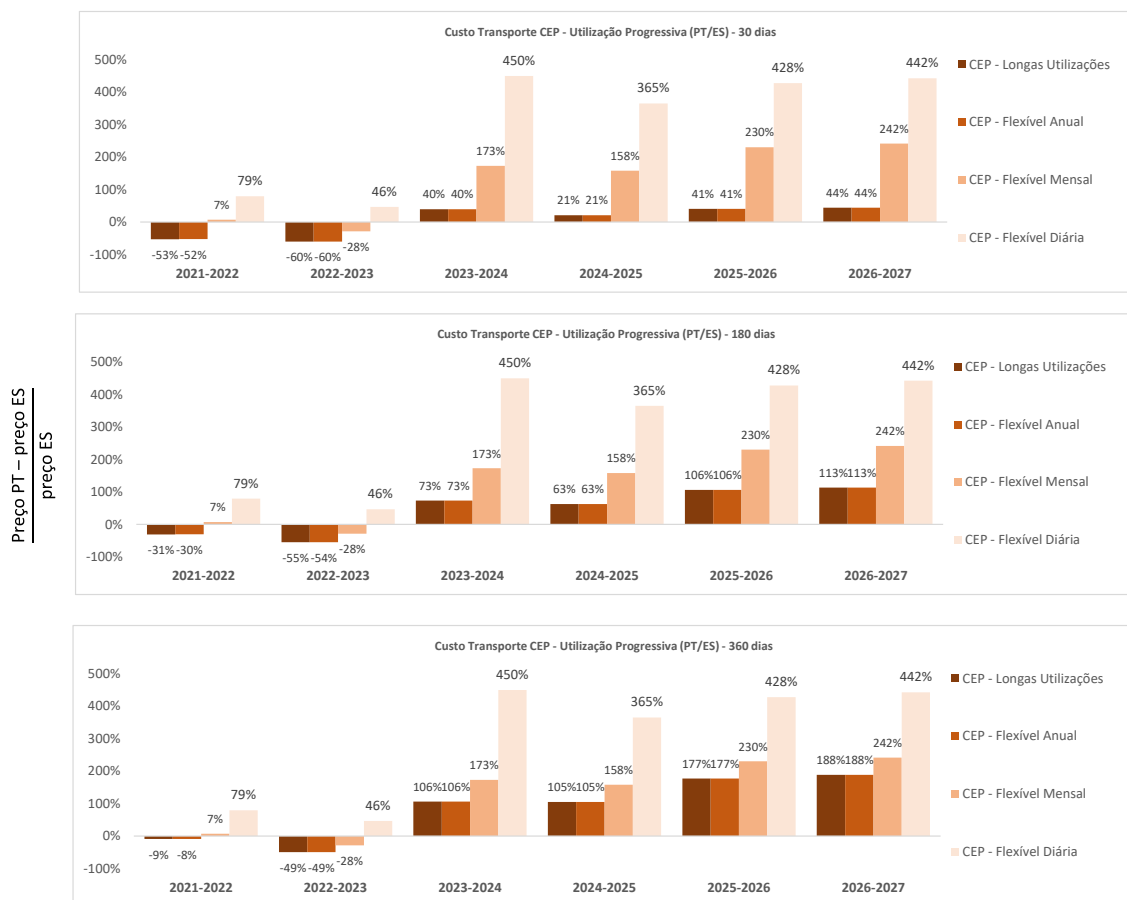
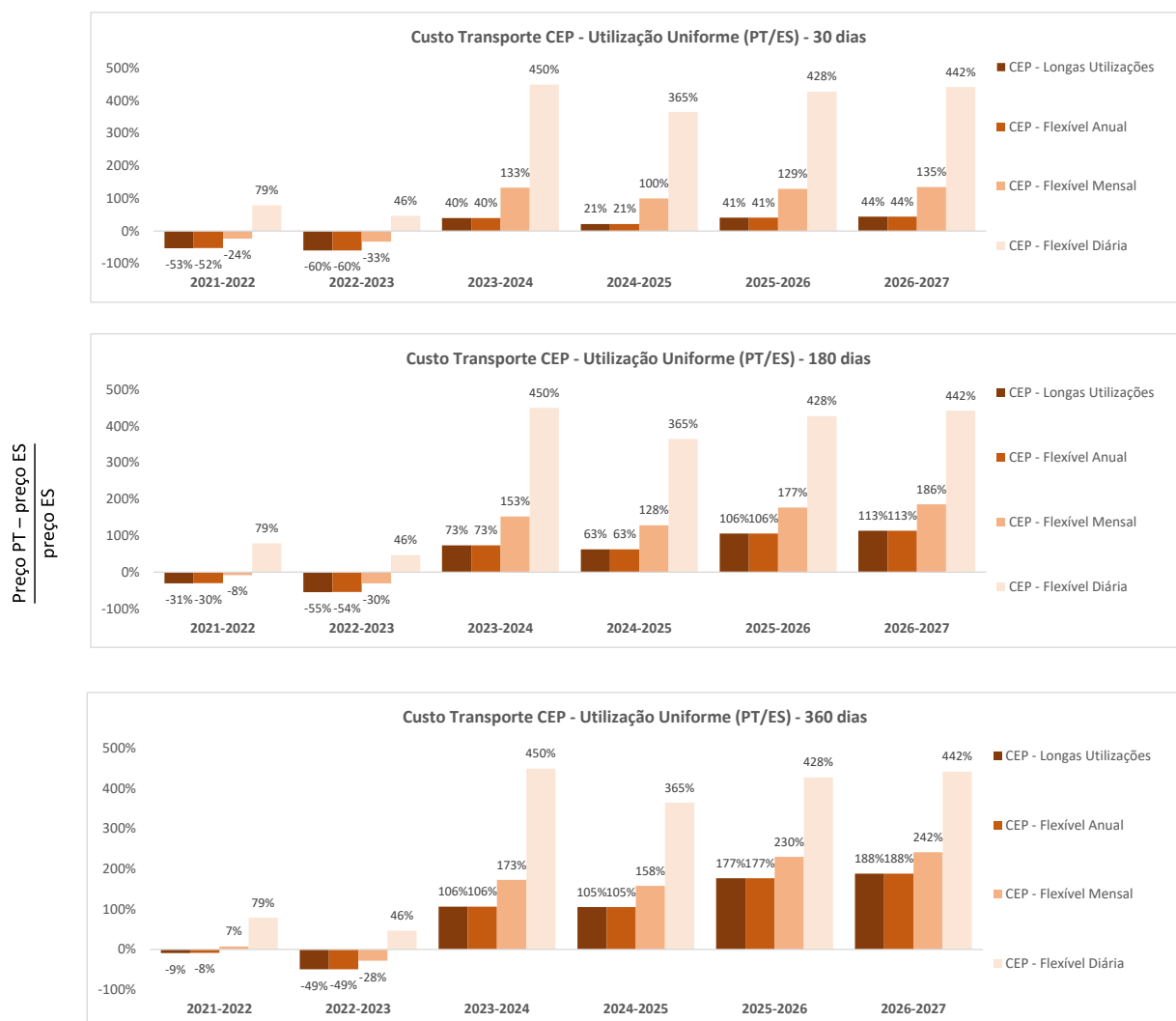


Figura 14-27 - Evolução da competitividade Portugal / Espanha, na Rede de Transporte (Centros Eletroprodutores) – Utilização Uniforme



ANEXO I
ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO

ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO

A estrutura de preços das Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) utilizada por todos os operadores de redes, definida pela Diretiva n.º 13/2016, de 27 de junho, é determinada por forma a que os pagamentos das TOS, sempre que permitida a sua repercussão, apresentem uma estrutura aderente à da faturação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, atividade sobre a qual recai a obrigação de pagamento das taxas. Esta estrutura é apresentada no Quadro I - 1.

Quadro I - 1 - Estrutura das taxas de ocupação do subsolo

Taxas de Ocupação do Subsolo			
Nível de Pressão	TW	TF	
	(Eur/kWh)	(Eur/mês)	(Eur/dia)
MP e BP>	0,000006169	1,000	0,032876712
BP<	0,000049968	0,001769246	0,000058167

TW - Preço de energia

TF - Preço do termo tarifário fixo

MP e BP> - Fornecimentos superiores a 10 000 m³

BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

Os operadores das redes de distribuição disponibilizam nas suas páginas de internet, o valor das TOS que aplicam às entregas a clientes do Município, sempre que permitida a sua repercussão. O Quadro I - 2 apresenta o valor aplicado em janeiro de 2026 pelos operadores das redes, em cada Município, para os fornecimentos em BP< e BP> e MP.

Os quadros Quadro I - 3 e Quadro I - 4 retratam os preços médios da TOS em 2026, sempre que permitida a sua repercussão, em cada município, assumindo dois consumidores tipo. Em BP< considera-se um consumidor tipo com um consumo anual de 138 m³ ⁷⁷ e em BP> e MP um consumidor tipo com um consumo anual de 100 000 m³.

No Quadro I - 3 apresenta-se, para os fornecimentos em BP<, BP> e MP, o valor médio das TOS por unidade de energia em EUR/MWh e, sempre que permitida a sua repercussão, o seu **peso face à fatura anual de acesso às redes** destes clientes (excluindo taxas e impostos), considerando as tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2026-2027.

⁷⁷ Consumidor tipo 1 do simulador de preços de energia da ERSE, incluído no escalão de consumo mais representativo da BP<.

No Quadro I - 4 apresentam-se para os fornecimentos em BP<, BP> e MP, o valor médio das TOS por unidade de energia em EUR/MWh e, sempre que permitida a sua repercussão, o seu **peso na fatura anual dos clientes** (sem TOS), considerando o preço médio de venda a clientes finais a vigorar no ano gás 2026-2027 ⁷⁸.

⁷⁸ Os valores apresentados consideram a tarifa aditiva de venda a clientes finais (composta pela tarifa de Acesso às Redes + tarifa de Energia + tarifa de Comercialização), por consumidor tipo e não incluem taxas e impostos.

Quadro I - 2 - Taxas de ocupação do subsolo, repercutidas em 2026, por município

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo EUR/dia	Termo Variável EUR/kWh	Termo Fixo EUR/dia	Termo Variável EUR/kWh
Lisboagás	Alenquer	0,003468	0,002980	1,960433	0,000368
Sonorgás	Alfândega da Fé	0,011612	0,009975	6,563067	0,001232
Setgás	Almada	0,004253	0,003653	2,403768	0,000451
Lisboagás	Amadora	0,002416	0,002075	1,365511	0,000256
Durienségás	Amarante	0,008697	0,007471	4,915390	0,000922
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	0,012838	0,011029	7,256366	0,001362
Lusitaniagás	Aveiro	0,004398	0,003778	2,485733	0,000466
Lisboagás	Azambuja	0,007075	0,006078	3,999013	0,000750
REN Portgás	Barcelos	0,000005	0,000004	0,002673	0,000001
Setgás	Barreiro	0,030896	0,026541	17,462628	0,003277
REN Portgás	Braga	0,001318	0,001132	0,744999	0,000140
Tagusgás	Cartaxo	0,006201	0,005327	3,504696	0,000658
Lisboagás	Cascais	0,016050	0,013787	9,071433	0,001702
Durienségás	Chaves	0,004387	0,003769	2,479696	0,000465
Lusitaniagás	Coimbra	0,005824	0,005003	3,291838	0,000618
Lusitaniagás	Condeixa-a-Nova	0,005040	0,004330	2,848846	0,000535
REN Portgás	Ésposende	0,000016	0,000014	0,009093	0,000002
Lusitaniagás	Estarreja	0,006573	0,005646	3,715098	0,000697
Dianagás	Évora	0,018658	0,016028	10,545584	0,001979
REN Portgás	Fafe	0,001637	0,001406	0,925159	0,000174
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,000015	0,000013	0,008710	0,000002
Beiragás	Fundão	0,002836	0,002437	1,603131	0,000301
REN Portgás	Gondomar	0,000993	0,000853	0,561304	0,000105
REN Portgás	Guimarães	0,003857	0,003313	2,179974	0,000409
Beiragás	Lamego	0,005823	0,005003	3,291443	0,000618
Lisboagás	Lisboa	0,004492	0,003859	2,538750	0,000476
Lisboagás	Loures	0,007054	0,006060	3,986889	0,000748
Beiragás	Lousã	0,010789	0,009268	6,097849	0,001144
Lisboagás	Mafra	0,004220	0,003625	2,385413	0,000448
REN Portgás	Maia	0,006917	0,005942	3,909786	0,000734
REN Portgás	Matosinhos	0,005303	0,004556	2,997462	0,000562
Sonorgás	Mirandela	0,003190	0,002740	1,803041	0,000338
Setgás	Moita	0,014810	0,012722	8,370707	0,001571
Setgás	Montijo	0,001650	0,001417	0,932550	0,000175
Lisboagás	Odivelas	0,009158	0,007867	5,176340	0,000971
Lisboagás	Oeiras	0,006676	0,005735	3,773568	0,000708
Lusitaniagás	Ovar	0,005669	0,004870	3,204130	0,000601
REN Portgás	Paços de Ferreira	0,003377	0,002901	1,908615	0,000358
Setgás	Palmela	0,004659	0,004002	2,633428	0,000494
REN Portgás	Paredes	0,001907	0,001638	1,077834	0,000202
REN Portgás	Penafiel	0,005359	0,004603	3,028876	0,000568
Sonorgás	Peso da Régua	0,003270	0,002809	1,848467	0,000347
Medigás	Portimão	0,004039	0,003470	2,283042	0,000428
REN Portgás	Porto	0,002107	0,001810	1,190875	0,000223
REN Portgás	Póvoa de Varzim	0,008989	0,007722	5,080820	0,000953
Lusitaniagás	Santa Maria da Feira	0,002107	0,001810	1,190948	0,000223
REN Portgás	Santo Tirso	0,006065	0,005210	3,427919	0,000643
Lusitaniagás	São João da Madeira	0,006433	0,005526	3,636057	0,000682
Setgás	Seixal	0,012757	0,010959	7,210303	0,001353
Dianagás	Sines	0,010773	0,009254	6,089033	0,001143
Lisboagás	Sintra	0,012170	0,010454	6,878466	0,001291
Lisboagás	Torres Vedras	0,011745	0,010090	6,638655	0,001246
Lisboagás	Torres Novas	0,000686	0,000589	0,387799	0,000073
REN Portgás	Valongo	0,010608	0,009113	5,995862	0,001125
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,007872	0,006763	4,449475	0,000835
REN Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,001459	0,001253	0,824694	0,000155
REN Portgás	Vila Nova de Gaia	0,003209	0,002756	1,813494	0,000340
Durienségás	Vila Real	0,012384	0,010638	6,999382	0,001313
Beiragás	Vila Velha de Ródão	0,001761	0,001513	0,995226	0,000187
Beiragás	Viseu	0,001958	0,001682	1,106479	0,000208
REN Portgás	Vizela	0,005534	0,004754	3,127815	0,000587

Fonte: Informação disponível na página da internet da [REN Portgás](#), [Floene](#) e [Sonorgás](#) em janeiro de 2026.

Nota: Valores não incluem IVA.

Quadro I - 3 - Preço médio das taxas de ocupação do subsolo, e sua proporção face à fatura de acesso às redes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço médio TOS (EUR/MWh)	Peso da TOS na Fatura de Acesso (%)	Preço médio TOS (EUR/MWh)	Peso da TOS na Fatura de Acesso (%)
Lisboagás	Alenquer	3,8	7,7%	1,2	7,7%
Sonorgás	Alfândega da Fé	12,6	25,9%	4,1	25,9%
Setgás	Almada	4,6	9,5%	1,5	9,5%
Lisboagás	Amadora	2,6	5,4%	0,8	5,4%
Durienségás	Amarante	9,4	19,4%	3,1	19,4%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	13,9	28,6%	4,5	28,6%
Lusitaniagás	Aveiro	4,8	9,8%	1,5	9,8%
Lisboagás	Azambuja	7,7	15,8%	2,5	15,8%
REN Portgás	Barcelos	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Setgás	Barreiro	33,5	68,9%	10,8	68,9%
REN Portgás	Braga	1,4	2,9%	0,5	2,9%
Tagusgás	Cartaxo	6,7	13,8%	2,2	13,8%
Lisboagás	Cascais	17,4	35,8%	5,6	35,8%
Durienségás	Chaves	4,8	9,8%	1,5	9,8%
Lusitaniagás	Coimbra	6,3	13,0%	2,0	13,0%
Lusitaniagás	Condeixa-a-Nova	5,5	11,2%	1,8	11,2%
REN Portgás	Esposende	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lusitaniagás	Estarreja	7,1	14,7%	2,3	14,7%
Dianagás	Évora	20,3	41,6%	6,6	41,6%
REN Portgás	Fafe	1,8	3,7%	0,6	3,7%
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Beiragás	Fundão	3,1	6,3%	1,0	6,3%
REN Portgás	Gondomar	1,1	2,2%	0,3	2,2%
REN Portgás	Guimarães	4,2	8,6%	1,4	8,6%
Beiragás	Lamego	6,3	13,0%	2,0	13,0%
Lisboagás	Lisboa	4,9	10,0%	1,6	10,0%
Lisboagás	Loures	7,7	15,7%	2,5	15,7%
Beiragás	Lousã	11,7	24,1%	3,8	24,1%
Lisboagás	Mafra	4,6	9,4%	1,5	9,4%
REN Portgás	Maia	7,5	15,4%	2,4	15,4%
REN Portgás	Matosinhos	5,8	11,8%	1,9	11,8%
Sonorgás	Mirandela	3,5	7,1%	1,1	7,1%
Setgás	Moita	16,1	33,0%	5,2	33,0%
Setgás	Montijo	1,8	3,7%	0,6	3,7%
Lisboagás	Odivelas	9,9	20,4%	3,2	20,4%
Lisboagás	Oeiras	7,2	14,9%	2,3	14,9%
Lusitaniagás	Ovar	6,2	12,7%	2,0	12,7%
REN Portgás	Paços de Ferreira	3,7	7,5%	1,2	7,5%
Setgás	Palmela	5,1	10,4%	1,6	10,4%
REN Portgás	Paredes	2,1	4,3%	0,7	4,3%
REN Portgás	Penafiel	5,8	12,0%	1,9	12,0%
Sonorgás	Peso da Régua	3,6	7,3%	1,1	7,3%
Medigás	Portimão	4,4	9,0%	1,4	9,0%
REN Portgás	Porto	2,3	4,7%	0,7	4,7%
REN Portgás	Póvoa de Varzim	9,8	20,1%	3,2	20,1%
Lusitaniagás	Santa Maria da Feira	2,3	4,7%	0,7	4,7%
REN Portgás	Santo Tirso	6,6	13,5%	2,1	13,5%
Lusitaniagás	São João da Madeira	7,0	14,4%	2,3	14,4%
Setgás	Seixal	13,9	28,5%	4,5	28,5%
Dianagás	Sines	11,7	24,0%	3,8	24,0%
Lisboagás	Sintra	13,2	27,2%	4,3	27,2%
Lisboagás	Torres Vedras	12,8	26,2%	4,1	26,2%
Lisboagás	Torres Novas	0,7	1,5%	0,2	1,5%
REN Portgás	Valongo	11,5	23,7%	3,7	23,7%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	8,5	17,6%	2,8	17,6%
REN Portgás	Vila Nova de Famalicão	1,6	3,3%	0,5	3,3%
REN Portgás	Vila Nova de Gaia	3,5	7,2%	1,1	7,2%
Durienségás	Vila Real	13,4	27,6%	4,3	27,6%
Beiragás	Vila Velha de Ródão	1,9	3,9%	0,6	3,9%
Beiragás	Viseu	2,1	4,4%	0,7	4,4%
REN Portgás	Vizela	6,0	12,3%	1,9	12,3%

Nota: Valores da fatura de acesso às redes não incluem taxas e impostos.

Quadro I - 4 - Preço médio das taxas de ocupação do subsolo e sua proporção face à fatura total

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço médio TOS (EUR/MWh)	Peso da TOS na Fatura Total (%)	Preço médio TOS (EUR/MWh)	Peso da TOS na Fatura Total (%)
Lisboagás	Alenquer	3,8	4,1%	1,2	2,1%
Sonorgás	Alfândega da Fé	12,6	13,8%	4,1	7,1%
Setgás	Almada	4,6	5,1%	1,5	2,6%
Lisboagás	Amadora	2,6	2,9%	0,8	1,5%
Duriensegás	Amarante	9,4	10,3%	3,1	5,3%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	13,9	15,3%	4,5	7,9%
Lusitaniagás	Aveiro	4,8	5,2%	1,5	2,7%
Lisboagás	Azambuja	7,7	8,4%	2,5	4,3%
REN Portgás	Barcelos	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Setgás	Barreiro	33,5	36,7%	10,8	18,9%
REN Portgás	Braga	1,4	1,6%	0,5	0,8%
Tagusgás	Cartaxo	6,7	7,4%	2,2	3,8%
Lisboagás	Cascais	17,4	19,1%	5,6	9,8%
Duriensegás	Chaves	4,8	5,2%	1,5	2,7%
Lusitaniagás	Coimbra	6,3	6,9%	2,0	3,6%
Lusitaniagás	Condeixa-a-Nova	5,5	6,0%	1,8	3,1%
REN Portgás	Esposende	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lusitaniagás	Éstarreja	7,1	7,8%	2,3	4,0%
Dianagás	Évora	20,3	22,2%	6,6	11,4%
REN Portgás	Fafe	1,8	1,9%	0,6	1,0%
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Beiragás	Fundão	3,1	3,4%	1,0	1,7%
REN Portgás	Gondomar	1,1	1,2%	0,3	0,6%
REN Portgás	Guimarães	4,2	4,6%	1,4	2,4%
Beiragás	Lamego	6,3	6,9%	2,0	3,6%
Lisboagás	Lisboa	4,9	5,3%	1,6	2,8%
Lisboagás	Loures	7,7	8,4%	2,5	4,3%
Beiragás	Lousã	11,7	12,8%	3,8	6,6%
Lisboagás	Mafra	4,6	5,0%	1,5	2,6%
REN Portgás	Maia	7,5	8,2%	2,4	4,2%
REN Portgás	Matosinhos	5,8	6,3%	1,9	3,2%
Sonorgás	Mirandela	3,5	3,8%	1,1	2,0%
Setgás	Moita	16,1	17,6%	5,2	9,1%
Setgás	Montijo	1,8	2,0%	0,6	1,0%
Lisboagás	Odivelas	9,9	10,9%	3,2	5,6%
Lisboagás	Oeiras	7,2	7,9%	2,3	4,1%
Lusitaniagás	Ovar	6,2	6,7%	2,0	3,5%
REN Portgás	Paços de Ferreira	3,7	4,0%	1,2	2,1%
Setgás	Palmela	5,1	5,5%	1,6	2,9%
REN Portgás	Paredes	2,1	2,3%	0,7	1,2%
REN Portgás	Penafiel	5,8	6,4%	1,9	3,3%
Sonorgás	Peso da Régua	3,6	3,9%	1,1	2,0%
Medigás	Portimão	4,4	4,8%	1,4	2,5%
REN Portgás	Porto	2,3	2,5%	0,7	1,3%
REN Portgás	Póvoa de Varzim	9,8	10,7%	3,2	5,5%
Lusitaniagás	Santa Maria da Feira	2,3	2,5%	0,7	1,3%
REN Portgás	Santo Tirso	6,6	7,2%	2,1	3,7%
Lusitaniagás	São João da Madeira	7,0	7,7%	2,3	3,9%
Setgás	Seixal	13,9	15,2%	4,5	7,8%
Dianagás	Sines	11,7	12,8%	3,8	6,6%
Lisboagás	Sintra	13,2	14,5%	4,3	7,5%
Lisboagás	Torres Vedras	12,8	14,0%	4,1	7,2%
Lisboagás	Torres Novas	0,7	0,8%	0,2	0,4%
REN Portgás	Valongo	11,5	12,6%	3,7	6,5%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	8,5	9,4%	2,8	4,8%
REN Portgás	Vila Nova de Famalicão	1,6	1,7%	0,5	0,9%
REN Portgás	Vila Nova de Gaia	3,5	3,8%	1,1	2,0%
Duriensegás	Vila Real	13,4	14,7%	4,3	7,6%
Beiragás	Vila Velha de Ródão	1,9	2,1%	0,6	1,1%
Beiragás	Viseu	2,1	2,3%	0,7	1,2%
REN Portgás	Vizela	6,0	6,6%	1,9	3,4%

Nota: Valores da fatura total não incluem taxas e impostos.