

ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2021-2022

Junho 2021

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	O PROCESSO DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS.....	3
2.1	Aditividade tarifária	3
2.2	Variáveis de faturação	8
2.3	Custos eficientes	10
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	17
3.3	Opção tarifária de serviços agregados	18
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	21
4.1	Estrutura geral da tarifa.....	21
4.2	Determinação dos custos incrementais	23
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	31
5.4	Aplicação pelos operadores das redes de distribuição	33
6	PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO.....	35
6.1	Produtos de capacidade	35
6.2	Multiplicadores	37
6.3	Produtos de capacidade interruptível	38
7	TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR.....	43
8	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA.....	47
9	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	49
9.1	Estrutura geral da tarifa.....	49
9.2	Custos incrementais.....	52
9.2.1	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP> e BP<.....	52
9.2.2	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	54
9.3	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	55
9.3.1	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Média Pressão	55

9.3.2	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Baixa Pressão > 10 000 m ³	58
9.4	Opções tarifárias de acesso às redes de distribuição	58
10	ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>	61
10.1	Caracterização dos consumos e da faturação dos consumidores ligados em baixa pressão e média pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	64
10.1.1	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	65
10.1.1.1	Consumidores em Média Pressão com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	67
10.2	Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo	70
10.2.1	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais na fronteira de 700 000 m ³	70
10.2.2	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais na fronteira de 1 000 000 m ³	72
10.2.3	Consumidores em Média Pressão com consumos anuais na fronteira de 2 000 000 m ³	74
11	TARIFA DE ENERGIA	77
12	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	79
13	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	81
13.1	Análise da convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	82
14	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO	87
14.1	Ofertas comerciais de gás natural em BP< no 1.º trimestre de 2021	87
14.1.1	Ofertas de gás natural	88
14.1.2	Ofertas duais	92
14.2	Evolução das ofertas comerciais de gás natural em BP<	95
14.2.1	Evolução da fatura mensal das ofertas de gás natural	95
14.2.2	Evolução da fatura mensal das ofertas duais	97
15	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS EM PORTUGAL E ESPANHA	99
15.1	Desenvolvimentos recentes na legislação em Espanha	99
15.2	Análise Comparativa	104
15.2.1	Tarifa de Uso do Terminal	105
15.2.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	111
15.2.3	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte	115
15.2.3.1	Comparação de preços para modulações constantes e diferentes níveis de consumo	118
15.2.3.2	Comparação de preços em função da modulação	119
ANEXO I	ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO	125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Preço de fornecimento de gás no mercado regulado e no mercado liberalizado, em comparação com a cadeia de valor e as atividades reguladas.....	6
Figura 3-1 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função, em euros por dia	20
Figura 3-2 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines com a nova tarifa agregada, em euros por dia	20
Figura 6-1 - Ilustração dos produtos de capacidade em Portugal.....	35
Figura 10-1 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1).....	62
Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalão de consumo	63
Figura 10-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Baixa Pressão	65
Figura 10-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão	66
Figura 10-5 - Curva de faturação e preço médio dos consumidores em BP com consumos anuais entre 100 000 m ³ e 1 000 000 m ³	66
Figura 10-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Média Pressão.....	67
Figura 10-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Média Pressão	68
Figura 10-8 - Curva de faturação e de preço médio dos consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	68
Figura 10-9 - Consumidores em BP> com consumos anuais entre 100 000 m ³ e 1 000 000 m ³	71
Figura 10-10 - Número de consumidores em BP> com desconto na fatura total devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m ³ /ano	71
Figura 10-11 - Benefício dos consumidores em BP> devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m ³ /ano	72
Figura 10-12 - Número de consumidores em BP> com desconto na fatura total devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m ³ /ano	73
Figura 10-13 - Benefício dos consumidores em BP> devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m ³ /ano	73
Figura 10-14 - Consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	74
Figura 10-15 - Número de consumidores com desconto na fatura total devido à existência do escalão de consumo de 2 000 000 m ³ /ano	74
Figura 13-1 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva.....	84
Figura 13-2 - Variação da TTVCF de 2021-2022 e da tarifa aditiva, face às TTVCF em 2020-2021	84
Figura 13-3 - Distância das TTVCF face à tarifa aditiva de 2021-2022	85
Figura 14-1 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 1	89
Figura 14-2 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 2	90
Figura 14-3 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 3	92

Figura 14-4 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1.....	93
Figura 14-5 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2.....	94
Figura 14-6 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3.....	95
Figura 14-7 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 1.....	96
Figura 14-8 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 2.....	96
Figura 14-9 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 3.....	97
Figura 14-10 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1.....	97
Figura 14-11 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2.....	98
Figura 14-12 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3.....	98
Figura 15-1 – Proposta de preços de capacidade da tarifa de transporte em Espanha, ano gás 2021-2022.....	102
Figura 15-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (ano gás 2021-2022)	108
Figura 15-3 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (ano gás 2021-2022)	108
Figura 15-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)	109
Figura 15-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto trimestral)	109
Figura 15-6 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	110
Figura 15-7 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário).....	110
Figura 15-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (ano gás 2020-2021)	113
Figura 15-9 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (ano gás 2020-2021)	113
Figura 15-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual) – ano gás 2020 - 2021.....	114
Figura 15-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral) - ano gás 2020 - 2021	114
Figura 15-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal) - ano gás 2020 - 2021.....	114
Figura 15-13 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário) - ano gás 2020 - 2021	115
Figura 15-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados à rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 245 dias).....	118

Figura 15-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados à rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 210 dias).....	119
Figura 15-16 - Tarifa de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano	120
Figura 15-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo)	121
Figura 15-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme).....	121
Figura 15-19 - Tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano	122
Figura 15-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo)	122
Figura 15-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)	123

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Correspondência entre as atividades reguladas e as tarifas reguladas.....	3
Quadro 2-2 - Aditividade das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e preço de fornecimento no mercado livre	5
Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão	8
Quadro 2-4 - Variáveis de faturação nas tarifas reguladas por atividade	9
Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	14
Quadro 3-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	15
Quadro 3-3 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Terminal de GNL.....	16
Quadro 3-4 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2021-2022.....	18
Quadro 4-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	21
Quadro 4-2 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Armazenamento Subterrâneo	22
Quadro 4-3 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás 2021-2022	23
Quadro 5-1 - Pontos de entrada e pontos de saída da RNTG.....	25
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, em EUR/(kWh/dia) por ano	30
Quadro 5-4 - Tarifa de URT aplicada pelo Operador da Rede de Transporte	31
Quadro 5-5 - Variável de faturação na tarifa de URT para clientes em AP, por opção tarifária	32
Quadro 5-6 - Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT.....	33
Quadro 5-7 - Tarifa de URT aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição	34
Quadro 6-1 - Produtos de capacidade em Portugal, por infraestrutura e serviço.....	36
Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de prazo inferior ao ano, ano gás 2021-2022	38
Quadro 6-3 - Tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade Interruptível, ano gás 2021-2022	39
Quadro 6-4 - Probabilidade de interrupção dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2021-2022	40
Quadro 6-5 - Desconto prévio dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2021-2022	41
Quadro 7-1 - Alocação dos custos de Operação Logística de Mudança de Comercializador por nível de pressão	44
Quadro 9-1 - Custos incrementais das redes de BP.....	53
Quadro 9-2 - Custos incrementais de BP> e BP<	54

Quadro 9-3 - Custos incrementais de BP> e BP<	54
Quadro 9-4 - Custos incrementais das redes de MP	55
Quadro 9-5 - Modulação média dos consumidores em MP e BP com tarifa de acesso às redes opcionais em MP	56
Quadro 9-6 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>	60
Quadro 10-1 - Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2020-2021.....	69
Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2021-2022.....	69
Quadro 10-3 - Variação do preço médio final dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	70
Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2021-2022	75
Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2020-2021	76
Quadro 12-1 - Estrutura dos custos médios de referência.....	80
Quadro 13-1 – Escalões de consumo em BP<	83
Quadro 13-2 – Variações de preço entre os anos gás 2020-2021 e 2021-2022, por escalão de consumo.....	83
Quadro 14-1 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1	88
Quadro 14-2 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	90
Quadro 14-3 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	91
Quadro 14-4 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1.....	92
Quadro 14-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2.....	93
Quadro 14-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3.....	94
Quadro 15-1 - Metodologias de cálculo das tarifas de transporte em Espanha e Portugal	103
Quadro 15-2 - Preços da parcela de receção de GNL	105
Quadro 15-3 - Preço da parcela de armazenamento de GNL	106
Quadro 15-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL.....	106
Quadro 15-5 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha	107
Quadro 15-6 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	111
Quadro 15-7 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração	112
Quadro 15-8 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário	116
Quadro 15-9 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a clientes em AP.....	116
Quadro 15-10 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha	117

Quadro 15-11 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração	118
---	-----

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta (i) a estrutura das tarifas reguladas aprovadas pela ERSE, (ii) uma análise das ofertas comerciais disponíveis no mercado para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e (iii) uma comparação das tarifas de acesso às infraestruturas de gás em Portugal e em Espanha.

No ano gás 2021-2022 mantém-se a estrutura tarifária das tarifas por atividade, definidas em 2019 para o período de regulação 2020-2023, assegurando-se estabilidade na estrutura das tarifas reguladas.

Salienta-se que resultou da revisão regulamentar ocorrida em 2019 a decisão de que, a partir do ano gás 2019-2020, os anos gás decorrerão de 1 de outubro até 30 de setembro do ano seguinte.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, antecipa a progressiva descarbonização do setor do gás, através da incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no SNG, embora, numa primeira fase, se perspetive manter uma elevada concentração de gás natural (de origem não renovável) a circular nas redes. Neste contexto, 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 a 12 é descrita a estrutura das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso do Armazenamento Subterrâneo, de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Distribuição, de Energia e de Comercialização.

O capítulo 13 é dedicado à estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, analisando-se a sua convergência para a tarifa aditiva.

No capítulo 14 comparam-se as ofertas comerciais de mercado dos diversos comercializadores no 1.º trimestre de 2021.

No capítulo 15 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, nos anos gás 2020-2021 e 2021-2022.

No Anexo I é apresentada a estrutura definida para as taxas de ocupação do subsolo, incluindo uma caracterização das taxas efetivamente pagas.

O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2021-2022”.

2 O 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
Operação Logística de Mudança de Comercializador	tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	7
Gestão técnica global do sistema	tarifa de Uso Global do Sistema	8
Transporte de gás	tarifa de Uso da Rede de Transporte	5
Distribuição de gás	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	9
Compra e venda de gás	tarifa de Energia	11
Comercialização de gás	tarifa de Comercialização	12

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). Em geral, a ERSE determina para cada tarifa regulada uma estrutura de custos eficientes (secção 2.3), mantendo essa estrutura constante durante os anos gás do período de regulação. Às estruturas de custos eficientes são, em geral, 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

No Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto é consagrado 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 único 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, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição e a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. A soma destas quatro 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**.¹

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 componentes da energia e de comercialização, promovendo preços finais mais baixos para os consumidores finais.

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.

¹ 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 publicadas pela ERSE passaram a ter um carácter transitório. O exercício tarifário de 2020-2021 foi realizado no pressuposto da extinção das tarifas transitórias em MP.

Quadro 2-2 - Aditividade das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e preço de fornecimento no mercado livre

		Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	Preço de fornecimento no mercado livre
Tarifas reguladas por atividade			
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 Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•
tarifa de Energia		•	
tarifa de Comercialização		•	
Preços de mercado por atividade			
preço de energia do mercado			•
preço de comercialização do mercado			•
Destinatário		Clientes no mercado regulado	Clientes no mercado livre

[*] A tarifa de Uso da Rede de Transporte incluída na tarifa de Acesso às Redes e na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais refere-se apenas aos preços de saída da rede de transporte aplicáveis a consumidores.

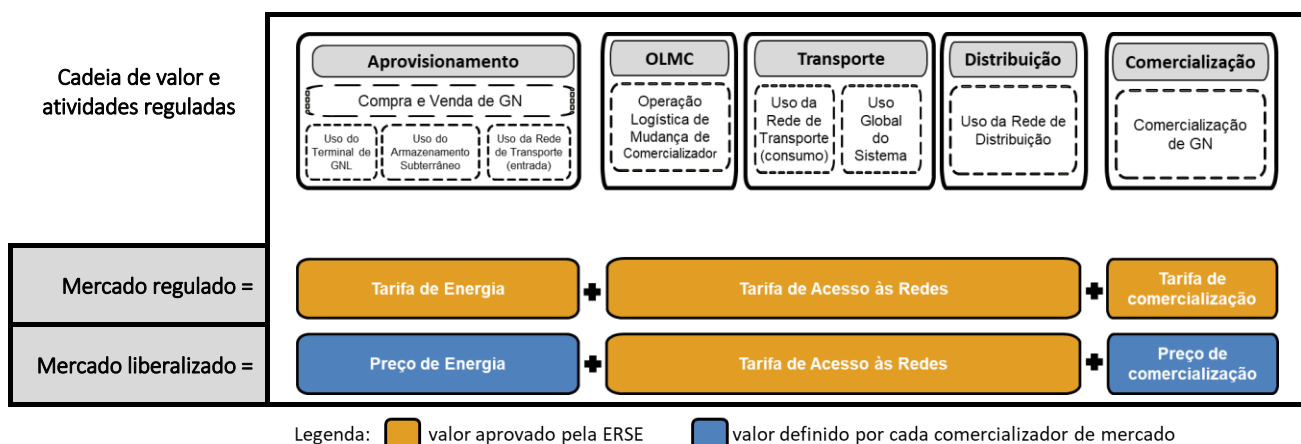
Em alternativa à contratação do fornecimento de gás através de comercializadores, os clientes podem registar-se diretamente como agentes de mercado, pagando a tarifa de Acesso às Redes, negociando bilateralmente com os fornecedores de gás o preço de gás e pagando o acesso das infraestruturas ligadas 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.

Por preço de fornecimento² de gás entende-se o pagamento de todos os valores necessários ao fornecimento de gás para um cliente que já está ligado à rede, e que inclui as **tarifas de Acesso às Redes** e os valores referentes à **energia** e à **comercialização**. A diferença na composição do preço de fornecimento de gás entre o mercado regulado e o mercado liberalizado encontra-se na Figura 2-1.

² Para efeitos de simplificação ignoram-se nesta definição e na Figura 2-1 os impostos e as taxas aplicáveis no setor do gás, como por exemplo o imposto sobre o valor acrescentado (IVA).

O topo da Figura 2-1 está dividido pelas várias etapas da cadeia de valor do setor do gás, nomeadamente o aprovisionamento, a operação logística de mudança de comercializador, o transporte, a distribuição e a comercialização. A cada etapa correspondem uma ou mais das atividades reguladas do Quadro 2-1.

Figura 2-1 - Preço de fornecimento de gás no mercado regulado e no mercado liberalizado, em comparação com a cadeia de valor e as atividades reguladas



A etapa de **aprovisionamento** inclui quatro atividades reguladas, que podem ser agrupadas na introdução de gás no sistema e na Compra e Venda de gás. As tarifas a pagar pela introdução de gás no sistema dependem do método de aprovisionamento. O aprovisionamento através dos pontos de interligação com Espanha ou através do terminal de GNL em Sines obriga ao pagamento da tarifa de entrada na Rede de Transporte ou da tarifa de Uso do Terminal de GNL, respetivamente. 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 **OLMC** inclui a atividade regulada que se designa por Operação Logística de Mudança de Comercializador e refere-se à gestão e operação dos processos de mudança de comercializador.

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, e que reflete a exploração, o desenvolvimento e a manutenção da rede de distribuição. Importa referir que a rede de distribuição está ainda subdividida por níveis de pressão, com diferenciação entre Média Pressão (MP), Baixa Pressão > ³ (BP>) e Baixa Pressão < ⁴ (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, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 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, os consumidores ligados diretamente à rede de transporte em AP não pagam a tarifa de Uso da Rede de Distribuição, neste caso a jusante.

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

³ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

⁴ Baixa pressão para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

⁵ Com exceção das regras explícitas de faturação em níveis de pressão diferentes da pressão de ligação, definidas neste documento no capítulo 9.3.

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 Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•	•	•
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 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 ou sai (consumida).

Capacidade, normalmente medida em kWh/dia, mede o valor de energia medida durante um dia.⁶ 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 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.

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.

Termos fixos, aplicados individualmente a cada cliente, não dependem da utilização em termos de energia ou de capacidade, mas podem ser diferenciados de acordo com o nível de pressão em que determinado cliente está ligado.

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

Variáveis de faturação	Energia	Capacidade	Termo fixo
Tarifa regulada por atividade			
tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	•	•	•
tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	•	•	
tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		•	
tarifa de Uso Global do Sistema	•		
tarifa de Uso da Rede de Transporte		•	
tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•	•
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 na 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, da tarifa de Uso da Rede de Distribuição e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para preços de energia e termos fixos.⁷ O detalhe destas conversões de preço encontra-se neste documento na secção específica de cada tarifa regulada.

⁷ No caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte o termo de capacidade é convertido para um termo de energia. No caso da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador o termo de capacidade é convertido para um termo fixo.

2.3 CUSTOS EFICIENTES

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, consagra 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)». ⁸ 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, diferenciados por variável de faturação, podem ser estabelecidos com diferentes conceitos de custo, designadamente como (i) o custo médio, (ii) o 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

⁸ artigo 55.º.

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 real 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:

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

Em que:

- CI_X^{LP} – custo incremental médio de longo prazo para o indutor de custo X
- ΔINV_t – investimento incremental no 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, consagra ainda os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, define 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

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

¹⁰ Ver a secção 5 para mais detalhes.

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

No enquadramento legal do SNGN 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 aquela que resulta da adição das tarifas reguladas por atividade, a tarifa aditiva. A convergência tarifária é efetuada garantindo uma limitação das variações dos preços individuais.¹¹

¹¹ Ver a secção 13 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 as seguintes atividades:

- 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 59 navios (89 TWh/ano = 243 GWh/dia) com um caudal de descarga do navio de 10 000 m³GNL/hora.
- Armazenagem de GNL em 3 tanques, com uma capacidade total de 390 000 m³ GNL (2 tanques de 120 000 m³ e 1 tanque de 150 000 m³) e 370 000 m³ GNL de capacidade útil (≈ 2,6 TWh).
- Regaseificação e emissão de gás com uma capacidade máxima de emissão para a RNTG de 229 GWh/dia.
- Carregamento de cisternas com 3 baías de enchimento, com a capacidade de carregamento de 36 cisternas de GNL por dia (13 140 cisternas/ano).
- Carregamento de navios metaneiros de GNL com um caudal de 1 500 m³ GNL/hora.

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 permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário (RT). Esta tarifa é composta por preços de capacidade contratada, de energia e por um termo fixo, associados às várias funções do terminal, conforme se apresenta no Quadro 3-1.

Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Função	Preço de capacidade contratada de armazenamento	Preço de energia regaseificada	Preço de energia recebida	Preço de capacidade contratada de regaseificação	Preço do termo tarifário fixo
Receção	-	-	✓	-	-
Armazenamento	P	-	-	-	-
Regaseificação	-	✓	-	P	-
Carregamento de cisternas	-	-	-	-	✓
Serviço Agregado	-	✓	-	P	-

Nota: P = Preços diferenciados segundo o produto de capacidade

Os utilizadores podem contratar estas funções individualmente ou de forma agregada. Para a 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, definido em euros por kWh.

Para a função de armazenamento de GNL consideram-se preços de capacidade contratada de armazenamento, com diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia ou euros por (kWh/hora)/hora ¹².

Para a 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 temporais (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário), definidos 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, definido em euros por kWh.

Para a função de carregamento de cisternas considera-se um termo tarifário fixo, definido em euros por carregamento.

Para o 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

¹² Aplicável ao produto de capacidade de regaseificação firme e interruptível de horizonte intradiário.

(kWh/dia)/dia. Para este serviço agregado considera-se ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, definido em euros por kWh.

No Quadro 3-2 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 3-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Função	Variáveis de faturação	Definição
Receção	Energia recebida	Volume mensal de gás natural recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo. Unidade de faturação: euros por kWh.
Armazenamento	Capacidade contratada de armazenamento	Valor da capacidade reservada 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. Unidade de faturação: euros por (kWh/dia)/dia.
	Capacidade contratada de regaseificação	Valor da capacidade reservada, 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. Unidade de faturação: euros por (kWh/dia)/dia ¹³ .
Regaseificação	Energia regaseificada	Volume mensal de gás entregue na RNTG, medido no ponto de entrega à rede de transporte. Unidade de faturação: euros por kWh.
	Carregamento de cisternas	Número de carregamentos de cisternas. Unidade de faturação: euros por carregamento.
Serviço Agregado	Capacidade contratada de regaseificação	Valor da capacidade reservada, 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. Unidade de faturação: euros por (kWh/dia)/dia.
	Energia regaseificada	Volume mensal de gás entregue na RNTG, medido no ponto de entrega à rede de transporte. Unidade de faturação: euros por kWh.

¹³ No caso dos produtos intradiários o preço é definido em euros por (kWh/hora)/hora.

Os preços dos produtos de capacidade com um prazo inferior a um ano são relacionados com os preços dos produtos anuais através de fatores multiplicativos.

A definição dos preços dos produtos de capacidade de curto prazo deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar o investimento nas 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 definidos condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal por forma a minimizar a sua fatura.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema.

No Quadro 3-3 apresentam-se os multiplicadores aplicados nos produtos do Terminal de GNL, nomeadamente aos produtos trimestral, mensal, diário e intradiário.

Quadro 3-3 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Terminal de GNL

Terminal de GNL	Produto trimestral	Produto mensal	Produto diário	Produto intradiário
Capacidade contratada de regaseificação	1,3	1,5	2,0	2,2
Capacidade contratada de armazenamento	1,0	1,0	1,0	

O preço do produto trimestral da variável de capacidade contratada de regaseificação é obtido pelo produto do multiplicador com valor 1,3 ao preço do produto de referência anual. O produto mensal de capacidade contratada de regaseificação é oferecido antes do início do mês, aplicando-se um multiplicador de 1,5 ao preço do produto de referência anual. Ao produto diário e intradiário aplicam-se multiplicadores de 2,0 e 2,2, respetivamente, ao preço do produto de referência anual.

Os produtos de curto prazo da capacidade contratada de armazenamento apresentam multiplicadores unitários na medida em que essa capacidade é condicionada pelo descarregamento discreto dos barcos e uma regaseificação contínua da energia entregue em 7 dias. Desta forma, o diagrama de utilização do armazenamento apresenta uma forma triangular, não perfilável por produtos retangulares.

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 2019-2020 atualizaram-se os custos incrementais para cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal. No ano gás 2021-2022 mantém-se a estrutura tarifária do ano gás 2019-2020, estabelecida no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020”, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas durante o período de regulação.

De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no RT, os preços da tarifa de Uso do Terminal resultam da aplicação de fatores de escalamento à estrutura de custos incrementais, por forma a obter os proveitos permitidos 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 2021-2022, o preço de capacidade do serviço de armazenamento de GNL foi calculado para que fosse 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 no terminal de GNL. Assim, garante-se que o preço de armazenamento de gás no terminal não é inferior ao preço do armazenamento subterrâneo. Para o ano gás 2021-2022, o máximo dos dois valores é o preço do armazenamento subterrâneo, sendo aplicado um fator de escalamento igual a 1,0. O preço de energia do serviço de recepção de GNL, os preços de capacidade e de energia do serviço de regaseificação de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escalamento de 0,62, aos respetivos custos incrementais, por forma a obter os proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Ao custo incremental da função de carregamento de cisternas é aplicado um escalamento de 2,3.

No Quadro 3-4 apresentam-se os custos incrementais de cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2021-2022.

Quadro 3-4 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2021-2022

Custo incremental Tarifa de Uso do Terminal		Ano gás 2021/2022
Energia Receção	€/kWh	0,00004250
Capacidade de armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00001375
Capacidade de regaseificação	€/(kWh/dia)/mês	0,00444139
Energia Regaseificação	€/kWh	0,00012509
Termo tarifário fixo carga cisterna	€/carregamento	46,39

3.3 OPÇÃO TARIFÁRIA DE SERVIÇOS AGREGADOS

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.

A ERSE, reconhecendo este problema, tem vindo a tomar diligências ao longo dos últimos anos no sentido de minimizar as barreiras à utilização do terminal de GNL por agentes de mercado de menor dimensão, nomeadamente:

- a) Aprovação do mecanismo de trocas reguladas de GNL que incentiva o comercializador incumbente a trocar GNL com outros agentes de mercado de menor dimensão;
- b) Aprovação de 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, viabilizando o abastecimento de consumidores isolados da rede nacional de transporte e abastecidos por cisternas de GNL.

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 46.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.

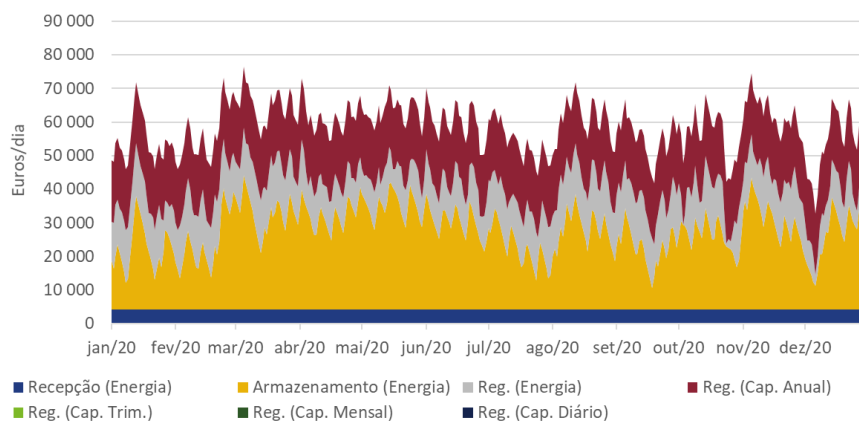
Neste contexto, considerando a existência das regras aprovadas pelo MPAI que desenharam e criaram as regras de operacionalização deste serviço, a ERSE apresentou no ano gás 2018-2019 uma proposta das variáveis e dos preços a aplicar. As variáveis de faturação desta opção tarifária dos serviços agregados são as associadas ao serviço de regaseificação, isto é, a energia regaseificada e a capacidade contratada de regaseificação.

Para o ano gás 2021-2022, 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 €/kWh, que recupera 41% 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 59% 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 do Quadro 3-3. 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 2021-2022, apresentada no documento da “Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2021-2022”, 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.

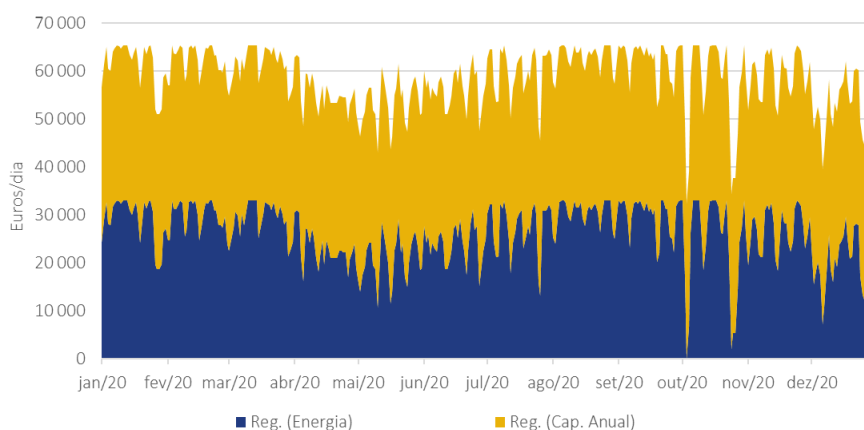
Figura 3-1 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função, em euros por dia



Reg. – Regaseificação e Cap. - Capacidade

Considerando a energia de regaseificação e a capacidade contratada de regaseificação para o ano gás 2021-2022, apresentada no documento da “Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2021-2022”, 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 nova tarifa agregada, em euros por dia



Reg. - Regaseificação

4 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de Gás, nos termos definidos no RT.

A infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás em Portugal tem as seguintes características técnicas:

- Capacidade máxima de injeção de 2,9 milhões m³/dia (34 GWh/dia).
- Capacidade máxima de extração de 7,2 milhões m³/dia (86 GWh/dia).
- Constituído por 6 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 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Variáveis de faturação	Definição
Energia injetada (kWh)	Quantidade de energia entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás.
Energia extraída (kWh)	Quantidade de energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás.
Capacidade contratada de armazenamento ((kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter 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 dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os produtos anuais através de coeficientes multiplicativos.

A definição dos preços de curto prazo bem como a escolha do valor do multiplicador 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 pelo operador da infraestrutura 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 definidos condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal de forma a minimizar a sua fatura.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema. No Quadro 4-2 apresentam-se os multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade do Armazenamento Subterrâneo, nomeadamente para os produtos de horizonte trimestral, mensal e diário.

Quadro 4-2 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Armazenamento Subterrâneo

Armazenamento Subterrâneo	Produto trimestral	Produto mensal	Produto diário
Capacidade contratada de armazenamento	1,00	1,05	1,10

Nas situações de 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 2019-2020 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 de armazenamento de gás. No ano gás 2021-2022 mantém-se a estrutura tarifária do ano gás 2019-2020, estabelecida no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020”, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas durante o período de regulação.

Para o ano gás 2021-2022, adotam-se fatores de escalamento diferenciados por serviço (injeção/extração e armazenamento). Os preços de energia de injeção/extração de gás foram calculados através da aplicação de um fator de escalamento de 2,62 aos custos incrementais de injeção/extração e o preço de capacidade de armazenamento foi calculado através da aplicação de um fator de escalamento de 5,23 aos custos incrementais de capacidade de armazenamento, por forma a obter os proveitos da atividade do Armazenamento Subterrâneo.

No Quadro 4-3 apresentam-se os custos incrementais da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, para o ano gás 2021-2022.

Quadro 4-3 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás 2021-2022

Custos Incrementais Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo		Ano gás 2021/2022
Energia injetada	€/kWh	0,00003532
Energia extraída	€/kWh	0,00003532
Capacidade contratada de armazenamento	€/((kWh/dia)/dia)	0,00000236

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 ¹⁴.

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

¹⁴ 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 2020 a 2023”. O cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2021-2022 está no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das Empresas Reguladas do Setor do Gás”.

A tarifa de URT é paga por três tipos de utilizadores. Em primeiro lugar, a tarifa de URT é paga por todos os **clientes finais de gás**, nomeadamente clientes ligados em Alta Pressão, clientes ligados através dos operadores das redes de distribuição 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 com a saída da RNTG. Em segundo lugar, a tarifa de URT 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 com a entrada na RNTG ou a saída da RNTG. Em terceiro lugar, a tarifa de URT é paga por **produtores de gás ligados à rede de transporte**. Aqui o pagamento está relacionado 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 Operadores das Redes de Distribuição (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 de 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	Valor a repercutir nos clientes em Média Pressão e Baixa Pressão	
	Armazenamento subterrâneo		
	Operadores das redes de distribuição	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes	
	Cientes em Alta Pressão		
	UAG (propriedade de clientes)		
Saída da RNDG	Cientes em Média Pressão	<i>Não aplicável</i>	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes
	Cientes 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 “CR Tarifas”), as tarifas de transporte devem basear-se numa metodologia de preço de referência.

O CR 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 processo de consulta pública obrigatória ¹⁵, a ERSE publicou a 18 de março de 2019 a sua decisão fundamentada, nos termos do CR Tarifas, tendo aprovado 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 ¹⁶), definida no artigo 8.º do CR Tarifas, cuja aplicação é opcional embora de apresentação obrigatória para efeitos comparativos.

A **metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade** (metodologia CWD modificada) utiliza como indutores de custo, para alocar os proveitos permitidos da rede de transporte, variáveis de distância efetiva e de capacidade efetiva:

- A **distância efetiva** ¹⁷ equivale à distância entre dois pontos na rede, acrescida de um fator multiplicativo que será superior a 100% caso o fluxo de gás entre esses dois pontos utilize ativos de rede adicionais que não sejam mensuráveis em termos de distância, mas sim em termos económicos.
- A **capacidade efetiva** ¹⁸ equivale à capacidade prevista para cada ponto de entrada e cada ponto de saída, corrigida por um fator multiplicativo que mede a utilização física desse ponto.

À semelhança da metodologia CWD do CR Tarifas, também a metodologia CWD modificada, aprovada pela ERSE, inclui hipóteses simplificadoras para alocar os proveitos permitidos aos vários pontos de entrada e saída na forma de preços de referência. Ambas as metodologias assumem que cada ponto de entrada e de saída utilizam a RNTG em função de uma distância média calculada para esse ponto. Essa distância média para um ponto de entrada (saída) é calculada através de uma distância média ponderada pela capacidade, a partir das distâncias entre esse ponto de entrada (saída) face a todos os pontos de saída (entrada), ponderadas pelas capacidades previstas para cada ponto de saída (entrada).

A diferença das duas metodologias reside no facto de a metodologia CWD modificada da ERSE utilizar como indutores de custo a distância efetiva e a capacidade efetiva, enquanto a metodologia CWD do CR Tarifas

¹⁵ Processo de consulta periódica previsto nos artigos 26.º, 27.º e 28.º do CR Tarifas. Toda a documentação sobre a Consulta Pública da ERSE n.º 66 encontra-se na [página](#) da ERSE.

¹⁶ Abreviatura para o termo em inglês (CWD – ‘capacity weighted distance’).

¹⁷ A distância efetiva, medida em km, é dada por $D_{ij}^e = D_{ij} \times v_{ij}$, em que D_{ij} é a distância, medida em km, entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j , e em que v_{ij} é o fator de valor económico, a fixar pela ERSE, para o troço entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j , para refletir o valor económico dos ativos da rede de transporte utilizados.

¹⁸ A capacidade efetiva, medida em kWh/dia, é dada por $K_p^e = K_p \times f_p$, em que K_p é a capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto p (ponto de entrada ou ponto de saída), e em que f_p é o fator de utilização física, a fixar pela ERSE, no ponto p (ponto de entrada ou ponto de saída).

utiliza a distância e a capacidade. O uso do indutor «distância efetiva» permite uma alocação de custos mais adequada, uma vez que considera, para cada rota entre um ponto de entrada e um ponto de saída, não só a distância entre os dois pontos, mas também o valor económico de outros ativos envolvidos. O uso do indutor «capacidade efetiva» promove a eficiência no uso da rede, uma vez que determina tarifas de transporte mais altas nos pontos cuja utilização física foi historicamente mais próxima da respetiva capacidade máxima técnica.

Resumidamente, a metodologia CWD modificada da ERSE consiste em aplicar as fórmulas da metodologia CWD, definida no artigo 8.º do CR Tarifas, aos dois indutores de **distância efetiva** e de **capacidade efetiva**, em vez da distância e da capacidade, respetivamente.

A aplicação da metodologia CWD modificada resulta no cálculo de um conjunto de preços designados por preços pré-equalização, aos quais é necessário aplicar os ajustamentos permitidos pelo CR Tarifas. As etapas necessárias para determinar a tarifa de URT a partir dos preços pré-equalização obtidos com a metodologia CWD modificada são:

1. **Equalização de preços.** Este ajustamento, previsto no artigo 6.º, n.º 4, alínea b) do CR Tarifas, permite a equalização de preços entre pontos pertencentes a um grupo homogéneo de pontos. No caso concreto aplica-se a equalização aos dois pontos de interligação (Campo Maior e Valença do Minho), formando o VIP Ibérico, e aos pontos de saída para clientes ligados à rede de transporte e aos pontos de saída para os operadores das redes de distribuição. Os preços resultantes designam-se por preços pós-equalização.
2. **Descontos na fronteira entre a RNTG e o armazenamento subterrâneo e multiplicadores para produtos de capacidade com prazo diferente do prazo anual** (inferiores ou superiores ao anual). O desconto no ponto de entrada a partir do armazenamento subterrâneo e no ponto de saída para o armazenamento subterrâneo estão previstos no artigo 9.º, n.º 1, do CR Tarifas. Os multiplicadores devem respeitar as regras previstas nos artigos 13.º e 14.º do CR Tarifas. Os preços obtidos com esta etapa designam-se por preços pré-escalamento, e mantém-se constantes durante o período de regulação.
3. **Fatores de escalamento multiplicativo.** Este ajustamento, previsto no artigo 6.º, n.º 4, alínea c) do CR Tarifas, permite a aplicação de um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento dos pontos de entrada e outro fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento dos pontos de saída, por forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos do ano com base nas capacidades previstas, preservando a divisão entre entrada-saída definida pela ERSE. Os preços obtidos correspondem aos preços da tarifa de URT.

O Quadro 5-3 apresenta os preços pré-escalamento da metodologia CWD modificada, os quais se manterão constantes durante o período de regulação ¹⁹. Pela primeira vez, é incluído um valor para os pontos de entrada a partir dos produtores de gás ligados à RNTG ²⁰.

Anualmente são aplicados fatores de escalamento multiplicativos aos preços pré-escalamento do Quadro 5-3 por forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos do ano 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.

Quadro 5-3 - Preços pré-escalamento da tarifa de URT, em EUR/(kWh/dia) por ano

	Ponto da RNTG	Preço pré-escalamento EUR/(kWh/dia) por ano
Entrada	VIP Ibérico	0,10843
	Terminal de GNL	0,09987
	Armazenamento subterrâneo	0,00000
	Produtores de gás	0,02937
Saída	VIP Ibérico	0,02380
	Terminal de GNL	0,00000
	Armazenamento subterrâneo	0,00000
	Operadores das redes de distribuição	0,19139
	Clientes em Alta Pressão	0,19139
	UAG (propriedade de clientes)	0,19139

Os fatores de escalamento multiplicativos para o ano gás 2021-2022, a aplicar aos preços pré-escalamento do Quadro 5-3, são de 0,341 para os pontos de entrada e de 0,341 para os pontos de saída, respetivamente. Ambos os fatores são inferiores à unidade principalmente devido ao nível reduzido dos proveitos permitidos do ORT para o ano gás 2021-2022 ²¹.

¹⁹ Estes preços divergem dos preços pós-equalização publicados no documento “[Estrutura Tarifária no Ano-Gás 2019-2020](#)”, na Figura 5-3 da secção 5.2.2, na medida que contemplam o desconto de 100% nos pontos de entrada e de saída face ao armazenamento subterrâneo, de acordo com o procedimento descrito nos parágrafos anteriores.

²⁰ Esta inclusão decorre da alteração ao Regulamento Tarifário, decorrente da [Consulta Pública ERSE n.º 96](#).

²¹ Os proveitos permitidos do ORT para o ano gás 2019-2020 foram a base para calcular os preços pré-escalamento do Quadro 5-3.

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 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	Observações	Variável de faturação
Entrada na RNTG	VIP Ibérico	<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) 	Capacidade contratada (kWh/dia)
	Terminal de GNL		
	Armazenamento subterrâneo		
	Produtor de gás	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Não sujeito a processos de atribuição de capacidade 	Capacidade utilizada na injeção (kWh/dia)
Saída da RNTG	VIP Ibérico	<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) 	Capacidade contratada (kWh/dia)
	Terminal de GNL		
	Armazenamento subterrâneo		
	Operadores das redes de distribuição	<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 	Capacidade utilizada (kWh/dia)
	Cientes em Alta Pressão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes ▪ Disponível em diferentes opções tarifárias ²² 	
UAG (propriedade de clientes)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes das UAG (propriedade de clientes) ²³ 		

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.

²² Nas opções tarifárias a variável de faturação é um conceito semelhante à capacidade utilizada.

²³ 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.

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 pela utilização da capacidade da rede de transporte, aplicando-se ao máximo da injeção diária, medido em kWh/dia, registado nos últimos doze meses.

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 da rede de transporte, aplicando-se por defeito ao máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos doze meses. As exceções a esta aplicação ocorrem nas opções tarifárias adicionais para os clientes em AP e no caso das UAG propriedade de clientes²⁴. 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.

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, medido no ponto de entrega da rede de transporte.	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 anteriores, 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 diária	<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).	

²⁴ 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.

Os preços das **opções tarifárias flexíveis** são obtidos mediante a aplicação de fatores multiplicativos ao preço de energia 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

	Mês	Fatores multiplicativos		
		Tarifa anual	Tarifa mensal	Tarifa 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

Atualmente a necessidade de flexibilidade é menor devido ao nível de consumos que se verifica e que se perspectiva no sistema de gás, pelo que importa incentivar a contratação de mais longo prazo, aportando maior estabilidade ao sistema e protegendo o interesse dos consumidores. Esta situação procura também uma maior harmonização com Espanha, ficando os preços das tarifas flexíveis mais alinhados com os praticados em Espanha, conforme se apresenta no ponto 15.2.3.

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	Cientes em Média Pressão	▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes	Energia
	Cientes em Baixa Pressão	▪ Disponível em diferentes opções tarifárias	(kWh)

Conforme decorre do RT, os preços da tarifa de URT a aplicar pelos ORD às entregas a clientes resultam da conversão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo. Por esta razão o preço da tarifa de URT, em EUR/kWh, é diferente entre MP e BP ²⁵.

²⁵ O preço da tarifa de URT é igual para todas as opções tarifárias e escalões de consumo dentro do mesmo nível de pressão.

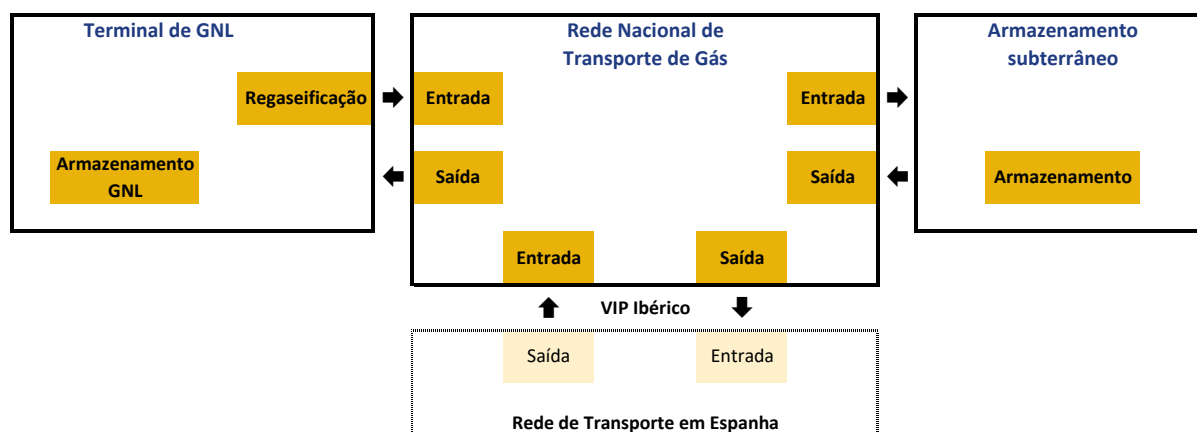
6 PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

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 explicativo 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 ²⁶.

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.

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: receção, 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 e ID – intradiário.

²⁶ Neste caso o produto de capacidade exige a contratação de capacidade apenas no processo de regaseificação.

A última coluna da Figura 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 dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os preços dos produtos anuais através de fatores multiplicativos.

A definição dos preços de curto prazo, bem como a escolha do valor do multiplicador 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 definidos 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 ²⁷.

²⁷ 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.

Tendo em atenção o acima exposto, apresentam-se no Quadro 6-2 os multiplicadores para os produtos de capacidade de curto prazo no ano gás 2021-2022, disponíveis nas infraestruturas de Alta Pressão. Estes multiplicadores foram mantidos constantes desde o ano gás 2017-2018.

Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de prazo inferior ao ano, ano gás 2021-2022

Infraestrutura	Serviço	Multiplicadores				
		T	M	D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	1,3	1,5	2,0	2,2
		Terminal de GNL	1,3	1,5	2,0	2,2
		Armazenamento subterrâneo	–	–	1,0	1,1
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	1,3	1,5	2,0	2,2
		Terminal de GNL	1,3	1,5	2,0	2,2
		Armazenamento subterrâneo	–	–	1,0	1,1
Terminal GNL	Armazenamento de GNL	1,0	1,0	1,0	-	
	Regaseificação	1,3	1,5	2,0	2,2	
	Serviço agregado: receção, armazenamento e regaseificação de GNL	1,3	1,5	2,0	2,2	
Armazenamento subterrâneo	Armazenamento	1,00	1,05	1,10	–	

Legenda: T – trimestral, M – mensal, D – diário e 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 posterior ²⁸. Estes descontos estão

²⁸ 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.

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.

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 2021-2022, constatando-se a aplicação generalizada do desconto prévio.

Quadro 6-3 - Tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade Interruptível, ano gás 2021-2022

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 resulta da 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 interruptível²⁹. Ambos os parâmetros devem ser definidos por serviço de cada infraestrutura e por horizonte do produto de capacidade. Para os produtos de capacidade interruptível com desconto prévio é preciso estabelecer o valor da probabilidade de

²⁹ Ambos os parâmetros são fixados pela ERSE após proposta do Operador da Rede de Transporte.

interrupção (**Pro**) e do fator de ajustamento (**A**). O Quadro 6-4 apresenta o valor da probabilidade de interrupção a considerar para efeitos do cálculo do desconto prévio.

Quadro 6-4 - Probabilidade de interrupção dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2021-2022

Infraestrutura	Serviço	Probabilidade de interrupção		
		D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	7,1%	7,1%
		Terminal de GNL	–	26,5%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	7,1%	7,1%
		Terminal de GNL	0%	0%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
Terminal GNL	Regaseificação	–	26,5%	

Legenda: D – diário e ID – intradiário.

A probabilidade de interrupção a considerar no serviço de entrada para a RNTG a partir do VIP Ibérico e do Terminal de GNL, no serviço de saída da RNTG para o VIP Ibérico e 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, a todos os produtos de capacidade interruptível é aplicado um fator de ajustamento unitário, i.e. $A=1$.

A conjugação dos valores para a probabilidade de interrupção (**Pro**) e para o fator de ajustamento (**A**) conduz aos descontos prévios apresentados no Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Desconto prévio dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2021-2022

Infraestrutura	Serviço	Desconto prévio		
		D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	7,1%	7,1%
		Terminal de GNL	–	26,5%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	7,1%	7,1%
		Terminal de GNL	0%	0%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
Terminal GNL	Regaseificação	–	26,5%	

Legenda: D – diário e ID – intradiário.

7 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

De acordo com o Regulamento Tarifário, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador deve proporcionar ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) os proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de gás.

O RT prevê as seguintes tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador:

- a) A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) ao operador da rede de transporte.
- b) A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelo operador da rede de transporte às entregas em AP, às entregas a instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes e às entregas nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL.
- c) A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicável pelos operadores das redes de distribuição às restantes entregas (MP e BP).

A **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, aplicada pelo OLMC ao operador da rede de transporte** é igual à tarifa aplicada pelo operador da rede de transporte e é aplicável às mesmas quantidades. A **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelo operador da rede de transporte** deve proporcionar os proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte relativos à Operação Logística de Mudança de Comercializador.

As diferentes tarifas por atividade do setor do gás devem refletir os custos dessas atividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados. O custo mais relevante do OLMC está associado à plataforma informática que deve estar dimensionada para responder às solicitações decorrentes da mudança de comercializador. Assim, considerando a natureza essencialmente fixa dos custos do OLMC, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por termos tarifários fixos (euros por mês). Esta estrutura é a mais aderente aos custos e a que permite uma alocação mais eficiente dos custos pelos vários utilizadores. Todavia, as tarifas de Acesso às Redes em AP são cobradas pelo operador da rede de transporte e não têm como variável de faturação o termo tarifário fixo. A opção por repercutir os custos do OLMC aos clientes de AP através de um termo fixo seria, assim, impactante ao nível dos sistemas comerciais de faturação do operador de rede de transporte e dos comercializadores, sendo a materialidade do novo termo fixo a introduzir bastante reduzida.

Neste contexto a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelo operador da rede de transporte é composta por um preço de capacidade utilizada, definido em euros por kWh/dia, por dia. Este preço é diferenciado entre as entregas em AP e as entregas nas redes de distribuição. Nas entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes, devido à impossibilidade de ter uma medição para o conceito de capacidade utilizada, procede-se à conversão deste preço de capacidade utilizada, para um preço de energia, em €/kWh, de acordo com um fator de modulação de 150 dias/ano.

A repercussão dos custos da atividade de OLMC, através de preços de capacidade utilizada, é efetuada garantindo-se a inexistência de subsídição cruzada entre níveis de pressão. Para tal, os custos totais a recuperar são repartidos por cada nível de pressão em função do número de clientes, conforme apresentado no Quadro 7-1. Assim, garante-se uma alocação de custos por nível de pressão idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos em todos os níveis de pressão.

Quadro 7-1 - Alocação dos custos de Operação Logística de Mudança de Comercializador por nível de pressão

	CLIENTES	PROVEITOS A RECUPERAR
	#	€
AP	63	13
MP	393	79
BP>	4 782	962
BP<	1 544 212	310 653
Total	1 549 450	311 707

A estrutura de clientes condiciona o valor a repercutir nos consumidores dos diferentes níveis de pressão. O valor a repercutir nos consumidores de AP é 13 euros no ano gás 2021-2022. O valor a repercutir nos restantes níveis de pressão (311 694 euros) é recuperado pelo operador da rede de transporte através da tarifa que este aplica ao operador da rede de distribuição.

A **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição** deve proporcionar os custos que se prevê que os operadores de rede de distribuição paguem ao operador da rede de transporte (311 694 euros) deduzidos dos ajustamentos de anos anteriores, resultantes da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição às suas entregas e os valores que este pagou ao operador da rede de transporte (artigo 112.º do Regulamento Tarifário). O referido ajustamento incorporado nas tarifas do ano gás 2021-2022 é de - 131 516 euros, o

que implica que os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de OLMC às entregas dos operadores das redes de distribuição no ano gás 2021-2022 são de 443 210 euros.

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelos operadores das redes de distribuição é composta por um termo tarifário fixo, uma vez que as tarifas de Acesso às Redes em MP e em BP já têm como variável de faturação o termo tarifário fixo. Este preço não apresenta diferenciação por nível de pressão.

8 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, (i) a parcela I e (ii) 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.

Estes 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.

A partir deste novo período regulatório, 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 era repercutido na tarifa de Uso da Rede de Transporte, passou a ser recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Este desconto foi definido 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 ausência desta opção, 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.

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.

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.

9 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.

9.1 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 permitidos 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 BP^{>30}, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP^{<31}, aplicável às entregas em BP<.

A definição da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (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 do nível de pressão a que se encontra ligada. Neste contexto, os custos associados à utilização das redes por uma instalação consumidora em média pressão são muito diferentes dos custos imputáveis à mesma instalação ligada à rede de baixa pressão. Assim, a definição de uma tarifa sem diferenciação por nível de pressão introduz desnecessariamente uma perequação de custos entre utilizadores das redes de níveis de pressão diferentes e não transmite 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 subsidias 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 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 termos tarifários:

- **Termo de capacidade utilizada**, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por dia.

³⁰ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

³¹ Baixa pressão para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

- **Termo 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.
- **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 termos de capacidade e energia, o **termo tarifário fixo** só é aplicável a clientes diretamente ligados à rede do nível de pressão a que a tarifa diz respeito. Ou seja, o termo tarifário fixo da tarifa de URD de MP só se aplica a clientes diretamente ligados em MP e o termo tarifário fixo da tarifa de URD de BP> ou BP< só se aplica a clientes diretamente ligados em BP> ou BP<, respetivamente.

Os preços dos termos tarifários que integram as tarifas de Uso das Redes de Distribuição devem ser definidos tendo 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 de um termo tarifário fixo nas tarifas de uso das redes de distribuição visa refletir todo um 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 termo tarifário 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 **termo 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 **termo 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.

9.2 CUSTOS INCREMENTAIS

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.

O ano gás 2021-2022 preserva a mesma estrutura de custos incrementais nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2020-2021, embora se aplique um fator multiplicativo diferente devido ao novo nível de proveitos permitidos.

9.2.1 CUSTOS INCREMENTAIS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP> E BP<

Apesar de regulamentarmente estarem definidos custos incrementais diferenciados para BP> e BP<, a informação relativa aos investimentos não permite calculá-los separadamente. No Quadro 9-1 apresentam-se os custos incrementais de BP em conjunto.

Quadro 9-1 - Custos incrementais das redes de BP

CI_{CU} (€/MWh/dia)	CI_{WV} (€/MWh)	CI_{Wfv} (€/MWh)	CI_{TF} troço periférico (€/mês)	CI_{TF} leitura diária (€/mês)
28,26	0,08	3,31	1,08	0,11

CI_{CU} : Custo incremental de capacidade utilizada

CI_{WV} : Custo incremental de energia

CI_{Wfv} : Custo incremental de energia fora de vazio

CI_{TF} troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CI_{TF} leitura diária/mensal/> mensal: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

De salientar que, com o início do novo período de regulação, no ano gás 2019-2020 alterou-se o procedimento de cálculo dos **custos incrementais de energia no período de vazio**, sendo os mesmos determinados adotando uma metodologia distinta, que se configura como um custo médio em vez de um custo incremental. À semelhança do setor elétrico, os custos incrementais são calculados através de um *proxy* para os investimentos realizados para evitar perdas na rede de distribuição. O custo incremental é calculado através do produto entre o preço de energia do CUR grossista e o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos da rede de BP.

Apesar de não ter sido possível determinar separadamente os custos incrementais de BP> e BP<, o custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico não deve ser igual em BP> e BP<. O custo incremental, por cliente, em BP> deve ser superior ao da BP<, uma vez que estes, essencialmente clientes industriais e grandes serviços, têm associados troços periféricos partilhados por um menor número de clientes do que os troços dos clientes de BP<, essencialmente, domésticos e serviços. Adicionalmente, apesar do custo incremental do termo tarifário fixo do troço periférico em BP< ser relativamente reduzido, em termos de equidade a recuperação de custos em termos fixos apresenta problemas, uma vez que pode impedir o acesso dos consumidores mais pequenos a um bem considerado essencial. Assim, considerou-se que este custo incremental em BP< é cerca de 20% do valor determinado para toda a BP, transferindo-se 60% da recuperação da receita remanescente para o termo de energia fora de vazio e 20% da recuperação da receita remanescente para o termo de capacidade utilizada, aumentando-se assim o custo incremental de energia fora de vazio e o custo incremental de capacidade utilizada. Destas alterações resultaram os custos incrementais de BP> e BP< apresentados no Quadro 9-2.

Quadro 9-2 - Custos incrementais de BP> e BP<

	Cl _{CU} (€/MWh/dia)	Cl _{WV} (€/MWh)	Cl _{Wfv} (€/MWh)	Cl _{TF troço periférico} (€/mês)
URD BP>	28,26	0,08	3,31	1,08
URD BP<	30,36	0,08	6,08	0,22

Cl_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

Cl_{WV}: Custo incremental de energia

Cl_{Wfv}: Custo incremental de energia fora de vazio

Cl_{TF troço periférico}: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

No que concerne ao custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados, o custo unitário calculado é de 0,11€/mês, tendo o mesmo base na informação das contas reguladas reais de 2017. Sintetizam-se no Quadro 9-3 os custos incrementais de BP, que condicionam neste período de regulação a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de BP> e de Uso da Rede de Distribuição de BP<.

Quadro 9-3 - Custos incrementais de BP> e BP<

	Cl _{CU} (€/MWh/dia)	Cl _{WV} (€/MWh)	Cl _{Wfv} (€/MWh)	Cl _{TF troço periférico} (€/mês)	Cl _{TF leitura diária} (€/mês)	Cl _{TF leitura mensal} (€/mês)	Cl _{TF leitura > mensal} (€/mês)
URD BP>	28,26	0,08	3,31	1,08	0,11	0,11	n.a.
URD BP<	30,36	0,08	6,08	0,22	n.a.	n.a.	0,11

Cl_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

Cl_{WV}: Custo incremental de energia

Cl_{Wfv}: Custo incremental de energia fora de vazio

Cl_{TF troço periférico}: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

Cl_{TF leitura diária/mensal/> mensal}: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

9.2.2 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 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.

No Quadro 9-4 são apresentados os custos incrementais das redes de MP, que condicionam, neste período de regulação, a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de MP.

Quadro 9-4 - Custos incrementais das redes de MP

	Cl _{CU} (€/MWh/dia)	Cl _{WV} (€/MWh)	Cl _{Wfv} (€/MWh)	Cl _{TF} troço periférico (€/mês)	Cl _{TF} leitura diária (€/mês)	Cl _{TF} leitura mensal (€/mês)
URD MP	15,62	0,02	0,30	8,88	0,11	0,11

Cl_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

Cl_{WV}: Custo incremental de energia

Cl_{Wfv}: Custo incremental de energia fora de vazão

Cl_{TF} troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

Cl_{TF} leitura diária/mensal: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

9.3 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

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

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

Em que C_w , C_{d1} e C_{d2} são constantes definidas como:

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

$$C_{d1} = 35\,030 \text{ €/km}$$

$$C_{d2} = 39\,596 \text{ €}$$

As constantes C_{d1} e C_{d2} foram determinadas no primeiro ano de implementação do desconto, tendo permanecido iguais nos anos gás subsequentes.

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 modulação considerada em cada ano gás. No ano gás 2020-2021, foi considerada uma modulação ³² teórica de 164 dias no cálculo desta constante.

No cálculo das tarifas do ano gás 2021-2022, com base em informação reportada pelos operadores da rede de distribuição, a ERSE analisou as modulações reais dos consumidores que estão a ser faturados com a tarifa opcional de Acesso às Redes. Esta análise permitiu verificar que a modulação considerada no ano gás 2020-2021 é reduzida, uma vez que o valor médio dos últimos três anos da modulação real destes consumidores é sempre superior a 250 dias, entre 2017 e 2019.

Quadro 9-5 - Modulação média dos consumidores em MP e BP com tarifa de acesso às redes opcionais em MP

	2017	2018	2019
Modulação média (dias/ano)	257	253	257

Assim, na proposta de tarifas para o ano gás 2021-2022, a ERSE propôs adotar uma modulação de 257 dias, valor real de 2019, na determinação da constante C_w . No entanto, o Conselho Tarifário (CT) no seu Parecer à Proposta de tarifas para o ano gás 2021-2022, recomendou à ERSE nova análise à metodologia utilizada

³² A modulação, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).

para fixação da constante C_w , dados os impactes tarifários que esta alteração teria neste grupo de consumidores.

Atendendo à solicitação do CT, a ERSE propõe que a modulação considerada no cálculo da constante C_w seja determinada pela média dos valores reais de modulação dos últimos três anos dos consumidores em MP ou BP com tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP. Esta alteração tem como objetivo evitar variações significativas desta variável em determinado ano.

A alteração do valor da modulação dos 164 dias/ano (definido nas tarifas ano gás 2020-2021) para o valor médio dos últimos três anos, 256 dias/ano, deve ser efetuada de forma progressiva, num período de três anos, acautelando-se, assim, os impactes tarifários sobre os consumidores que beneficiam desta opção tarifária.

Desta forma, o termo fixo do desconto (C_w) a aplicar no ano gás 2021-2022 é calculado pela seguinte expressão:

$$C_w = \left[(0,001078 - 0,000241) + \frac{365}{195} \times (0,00075641 - 0,00017865) \right]_{AG\ 2021/2022} = 0,001921 \text{ (€/kWh)}$$

Assim, no ano gás 2021-2022, o desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos anteriormente definidos:

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

Considerando uma modulação de 195 dias/ano, garante-se que o conjunto de consumidores com tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP também beneficiam das reduções generalizadas de tarifas de Acesso às Redes previstas para os restantes clientes em AP, MP e BP.

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.

9.3.2 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 28.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.

9.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No ano gás 2021-2022 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.
 - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de 90 dias e 60 dias, na MP e na 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.
- 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 2021-2022 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-6 - 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

10 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 dos 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 observavam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes. Deste modo procurou-se mitigar as diferenças entre preços de acesso às redes justificadas pela aplicação de tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos a consumidores de dimensão semelhante.

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 2019 ³³, nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do CR Tarifas ³⁴.

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

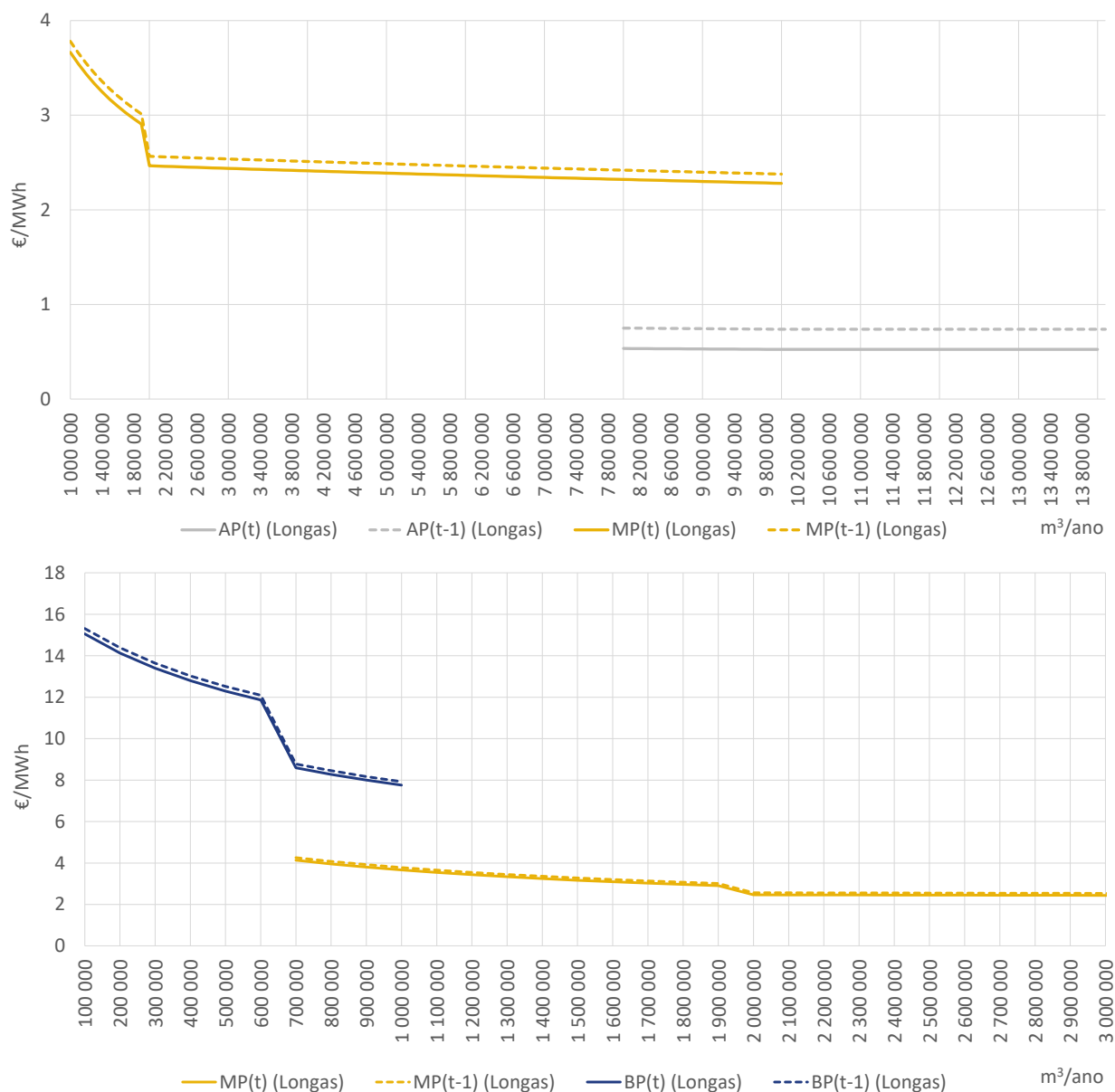
A Figura 10-1 ilustra os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> no ano gás 2020-2021 e no ano gás 2021-2022, sendo possível observar que nas tarifas a vigorar no ano gás 2021-2022 os diferenciais de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP apresentam um ligeiro acréscimo. Este acréscimo no diferencial de preços é resultado da tarifa de Uso da Rede de Transporte

³³ Pode consultar a decisão fundamentada da ERSE [aqui](#).

³⁴ 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.

observar uma redução tarifária bastante superior à tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A primeira observa uma redução de - 22,3% nos pontos de saída da rede, enquanto que a tarifa de Uso da Rede de Distribuição observa uma redução de - 1,4%.

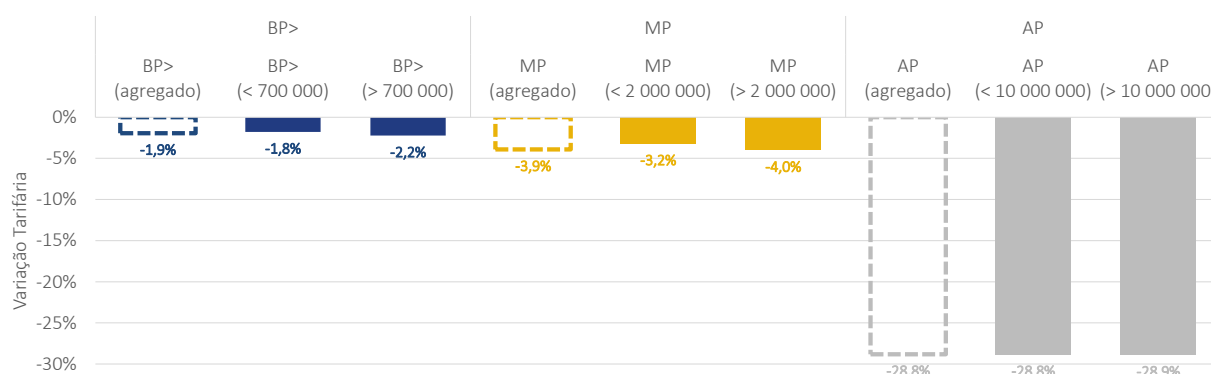
Figura 10-1 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



Nota: As referências (t) e (t-1) designam os anos gás 2021-2022 e 2020-2021, respetivamente.

Na Figura 10-2 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.

Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalaão de consumo



Da introdução dos escalaões de consumo nas tarifas de Acesso às Redes resulta que os consumidores com consumos anuais localizados no 2.º escalaão de consumo de cada nível de pressão (consumos superiores) observem decréscimos tarifários superiores aos consumidores localizados no 1.º escalaão de consumo (consumos inferiores) para cada nível de pressão.

Na revisão regulamentar do gás, de 30 de janeiro de 2019, foi apresentado no documento de “[Enquadramento](#)” um capítulo dedicado ao estudo dos “Escalaões de consumo nas tarifas de uso das redes de MP e BP>”. Esse capítulo teve como objetivo:

1. Caracterizar a estrutura tarifária das redes de distribuição de diversos países europeus;
2. Caracterizar consumos, capacidades e faturações anuais dos consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ ligados em MP ou BP;
3. Avaliar os impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalaões de consumo.

No que respeita à estrutura tarifária das redes de distribuição de outros países europeus, concluiu-se que:

- Todos os países apresentavam preços de energia decrescentes com o consumo anual, não existindo nenhum país que aplicasse tarifas de uso de redes de distribuição por “enchimento”³⁵;
- Existia uma distinção tarifária entre as atividades de distribuição de gás e o transporte de gás e, conseqüentemente, uma diferenciação das tarifas entre alta pressão e média/baixa pressão;

³⁵ As tarifas por enchimento utilizam como variável de faturação dominante conceitos de energia, abandonando os conceitos de capacidade, que são mais adequados à reflexão dos custos das redes e, conseqüentemente, os mais utilizados na generalidade dos sistemas tarifários europeus de acesso às redes.

- Portugal utilizava uma estrutura tarifária trinómia, constituída por três variáveis de faturação: um termo tarifário fixo, um termo de energia e um termo de capacidade utilizada;
- A capacidade utilizada era uma variável preponderante em 14 países: Áustria, Finlândia, França, Alemanha, Hungria, Irlanda, Luxemburgo, Polónia, Portugal, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Holanda e Reino Unido;
- Adicionalmente, 20 países utilizavam também como variável de faturação a energia e 10 países utilizavam também um termo tarifário fixo.

Por forma a caracterizar consumos, capacidades e faturações anuais no ano gás 2021-2022, efetua-se a mesma análise, optando-se por utilizar uma amostra com informação real de 2019, dado que se considera o ano 2020 como um ano atípico e não representativo da amostra dos consumos.

A caracterização dos consumos, das capacidades e das faturações anuais de uma amostra de consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ ligados em MP ou BP, foi dividida em: (i) consumidores em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³, (ii) consumidores em MP com consumos anuais entre 1 000 000 m³ e 2 000 000 m³ e (iii) superiores a 2 000 000 m³.

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

Para a realização do estudo foi solicitada informação aos ORD relativa aos consumos anuais de energia e capacidades utilizadas dos consumidores ligados às respetivas redes de distribuição, com consumos anuais superiores a 100 000 m³, tendo sido recebida a informação atualizada relativa aos anos de 2019 e 2020. Para a seleção da amostra optou-se pelo ano real de 2019, uma vez que, tal como mencionado anteriormente, se considera o ano 2020 como um ano atípico e não representativo da amostra dos consumos. A amostra é constituída por 934 consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ ligados em MP ou BP.

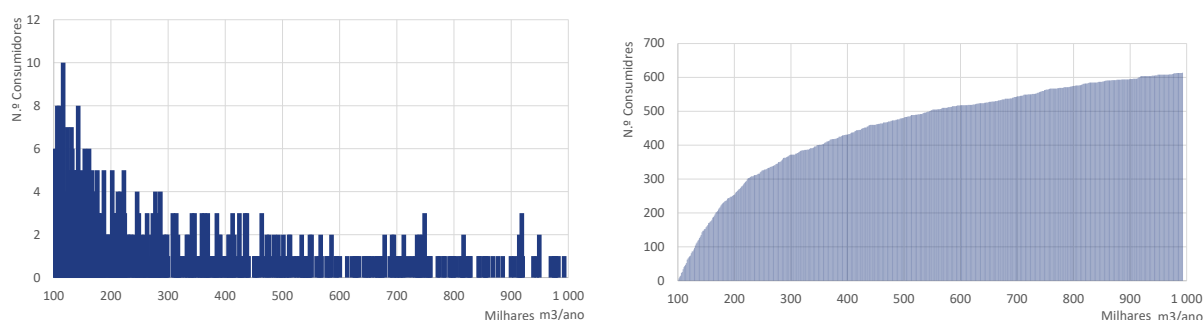
De seguida é apresentada uma análise das características de consumo desta amostra de consumidores ligados nas redes de distribuição de gás.

10.1.1 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 m³

Nesta análise consideram-se os consumidores 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. Este universo tem 614 consumidores (66% dos 934 consumidores da amostra).

A figura seguinte classifica os consumidores em baixa pressão em função do seu consumo anual. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de consumo e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

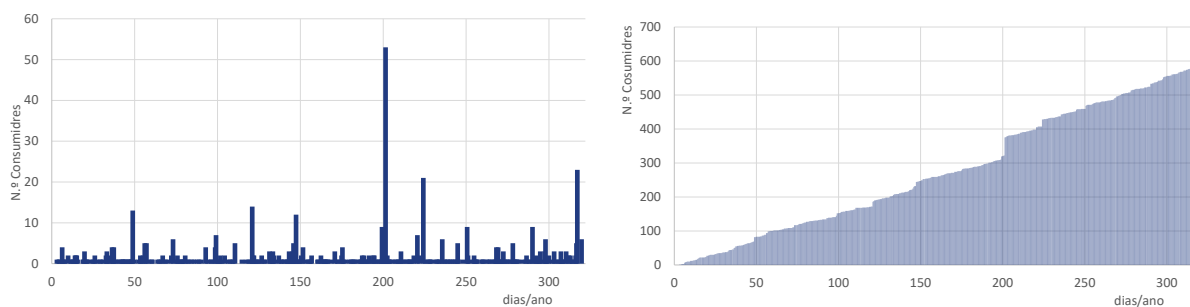
Figura 10-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é de aproximadamente 330 200 m³, com um valor de mediana de 229 600 m³. Cerca de 88% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 700 000 m³.

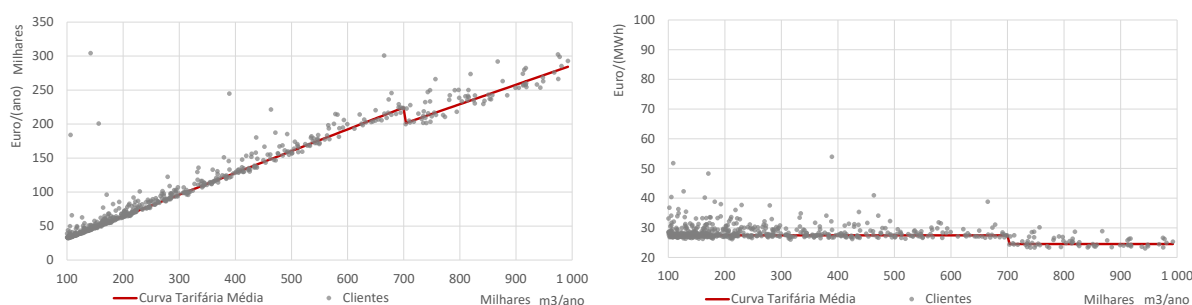
A figura seguinte classifica os consumidores em baixa pressão em função do rácio entre o seu consumo anual e a sua capacidade utilizada, rácio esse denominado por modulação. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores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

Figura 10-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que a modulação média deste universo de consumidores é aproximadamente de 146 dias/ano, com um valor de mediana de 154 dias/ano. Verifica-se que existe um conjunto de consumidores (aproximadamente 13 consumidores) com modulações de 49 dias/ano, outro conjunto com um valor médio na ordem dos 200 dias/ano (aproximadamente 53 consumidores) e finalmente um conjunto com modulações superiores a 300 dias/ano (aproximadamente 58 consumidores).

Considerando o preço de referência de venda a clientes finais (Capítulo 6.3 do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2021-2022”), para o ano gás 2021–2022 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> ³⁶. 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 10-5 - Curva de faturação e preço médio dos consumidores em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³

³⁶ 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.

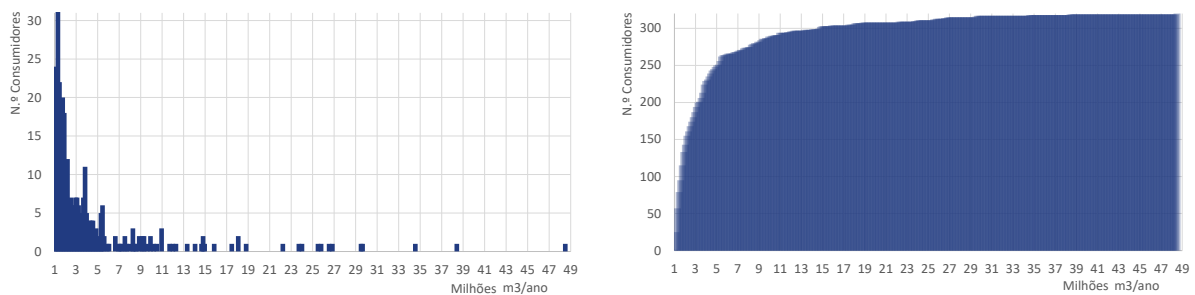
A existência dos 2 escalões de consumo (limiar nos 700 000 m³/ano) traduz-se em curvas tarifárias médias distintas, em termos de faturação anual e preço médio. Para consumos inferiores a 700 000 m³/ano, a fatura anual média destes 544 consumidores é de 105 mil euros, com um preço médio de 28,85 €/MWh (Quadro 10-2). Para consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³, a fatura anual média destes 70 consumidores é de 283 mil euros, com um preço médio de 24,93 €/MWh (Quadro 10-2).

10.1.1.1 CONSUMIDORES EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 1 000 000 M³

A figura seguinte classifica os consumidores em Média Pressão em função do seu consumo anual. Trata-se de uma amostra com 320 consumidores (34% dos 934 consumidores da amostra).

A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de consumo e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

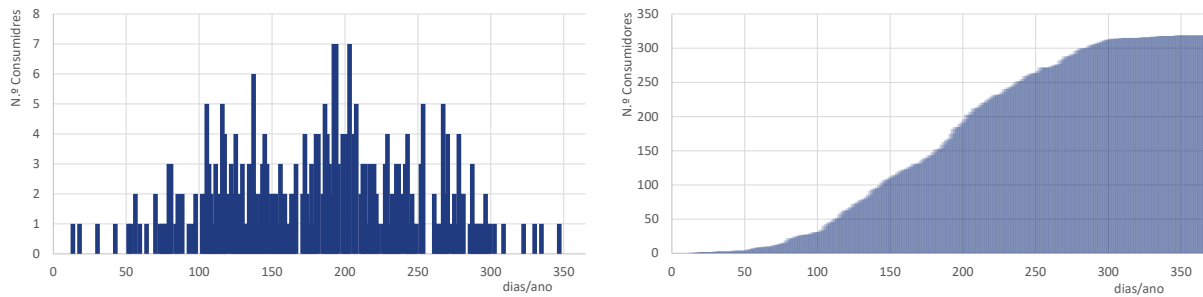
Figura 10-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Média Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é aproximadamente de 4,5 Milhões m³/ano, com um valor de mediana de 2 Milhões m³/ano. Cerca de 43% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 2 Milhões m³/ano e 90% destes consumidores 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.

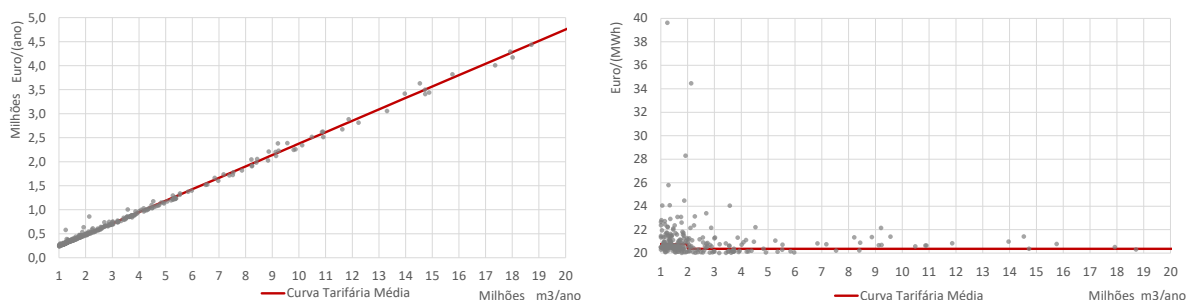
A figura seguinte classifica os consumidores em função do rácio entre o consumo anual e a capacidade utilizada, denominado por modulação. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

Figura 10-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Média Pressão



Verifica-se que a modulação média destes consumidores é de aproximadamente de 183 dias/ano, com um valor de mediana de 187 dias/ano.

Considerando o preço de referência de venda a clientes finais (Capítulo 6.3 do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2021-2022”) definido para o ano gás 2021-2022 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 MP ³⁷. 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 20 milhões m³ por razões de escala. A análise é efetuada com a totalidade dos consumidores (o consumo máximo nesta análise é de 48,5 milhões m³/ano).

Figura 10-8 - Curva de faturação e de preço médio dos consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³

³⁷ 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 destes 140 consumidores é de cerca de 354 mil euros, com um preço médio de 21,22 €/MWh (Quadro 10-2). Para consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, a fatura anual média destes 180 consumidores é de 1,6 milhões euros, com um preço médio de 20,39 €/MWh (Quadro 10-2).

No Quadro 10-1 são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, as características de consumo médio, modulação média, faturação média e preço médio aplicando as tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 10-1 - Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2020-2021

Tarifas 2020-2021		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 - 699 999	544	266 325	146	104 339	28,68
	700 000 - 999 999	70	826 648	161	280 892	24,71
MP	1 000 000 - 1 999 999	140	1 429 117	164	349 054	20,95
	2 000 000 - >2000000	180	6 929 298	197	1 612 799	20,11

No Quadro 10-2 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 2021-2022.

Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2021-2022

Tarifas 2021-2022		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 - 699 999	544	266 325	146	105 028	28,85
	700 000 - 999 999	70	826 648	161	283 411	24,93
MP	1 000 000 - 1 999 999	140	1 429 117	164	353 525	21,22
	2 000 000 - >2000000	180	6 929 298	197	1 635 499	20,39

No quadro seguinte apresentam-se as variações dos preços médios entre os anos gás 2020-2021 e 2021-2022, por nível de pressão e por escalão de consumo, para esta amostra de consumidores, onde é possível verificar que todos os consumidores observam um acréscimo do seu preço médio. O aumento é ligeiramente superior para os consumidores de MP, nomeadamente para os consumidores com consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, o que decorre do aumento da tarifa de energia, que tem um maior peso nos consumidores com consumos mais significativos.

Quadro 10-3 - Variação do preço médio final dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³

Tarifas 2021-2022/ Tarifas 2020-2021			Variação (%)
BP>	100 000	699 999	0,6%
	700 000	999 999	0,9%
MP	1 000 000	1 999 999	1,3%
	2 000 000	>2000000	1,4%

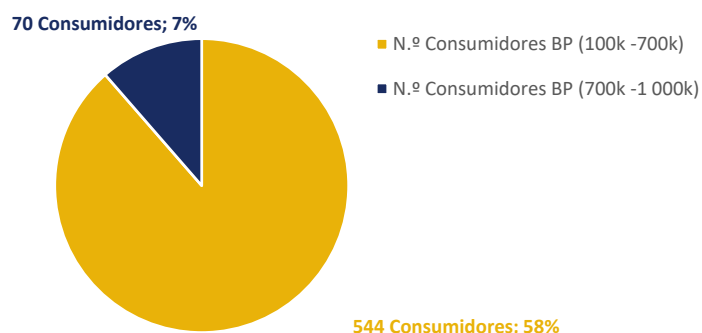
Nos próximos subcapítulos são analisados os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2021-2022.

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

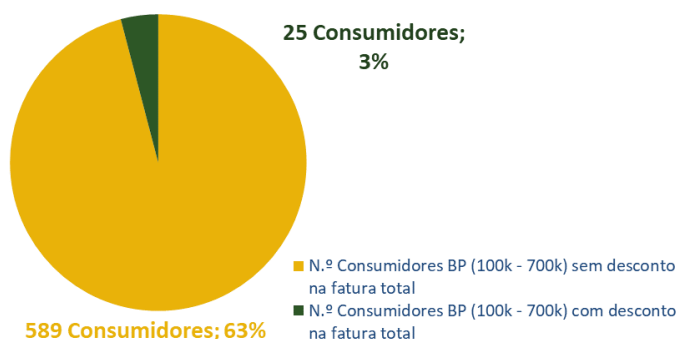
10.2.1 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 700 000 m³

Nesta análise consideram-se todos os consumidores com consumos na fronteira de 700 000 m³. Os consumidores com consumos anuais perto do limiar inferior do escalão em BP> (considere-se como exemplo um consumidor com um consumo anual de 699 999 m³) poderiam usufruir de uma tarifa de Acesso às Redes inferior caso o seu consumo fosse um pouco superior (considere-se como exemplo um consumo anual de 700 001 m³), uma vez que ficariam a pagar a tarifa de Acesso às Redes do escalão $\geq 700\,000\text{ m}^3/\text{ano}$.

A análise pretende avaliar o impacto na fatura final dos consumidores do escalão $< 700\,000\text{ m}^3/\text{ano}$, caso verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes do escalão $\geq 700\,000\text{ m}^3/\text{ano}$. 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 bastante superior à redução dos preços das tarifas de Acesso às Redes, e por isso, não teriam qualquer benefício em ter um consumo anual $\geq 700\,000\text{ m}^3$. Este exercício foi aplicado aos consumidores com consumos anuais $\geq 100\,000\text{ m}^3$ e $< 1\,000\,000\text{ m}^3$ (614 consumidores, representando 66% dos 934 consumidores da amostra).

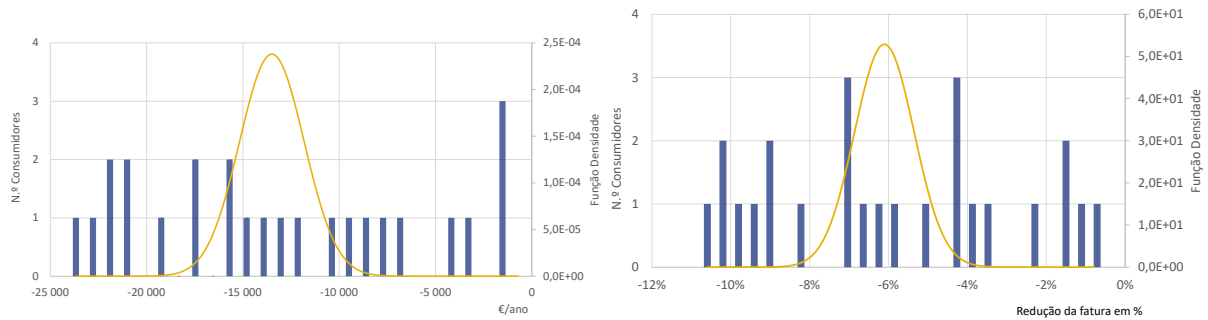
Figura 10-9 - Consumidores em BP> com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³

Verifica-se, que apenas 25 consumidores (3% dos 934 consumidores 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 $\geq 700\,000\text{ m}^3$.

Figura 10-10 - Número de consumidores em BP> com desconto na fatura total devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m³/ano

Nas figuras seguintes são classificados os benefícios dos referidos consumidores em euros (figura da esquerda) e em % (figura da direita) da sua fatura total final. Apresentam-se adicionalmente as respetivas funções densidade de probabilidade (linha laranja). Verifica-se, para os 25 consumidores, uma redução total média de aproximadamente 13 497 €/ano, representando uma redução média de -6,2% no total da fatura final destes consumidores.

Figura 10-11 - Benefício dos consumidores em BP> devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m³/ano

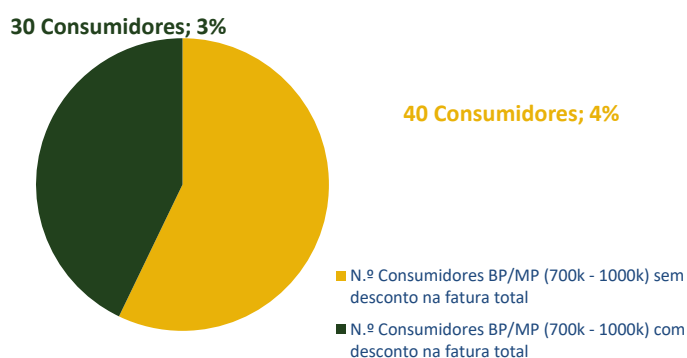


O valor total do benefício económico destes 25 consumidores seria de aproximadamente 337 413 €/ano e representaria 0,7% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP> com consumos anuais inferiores a 1 milhão de m³.

10.2.2 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 1 000 000 m³

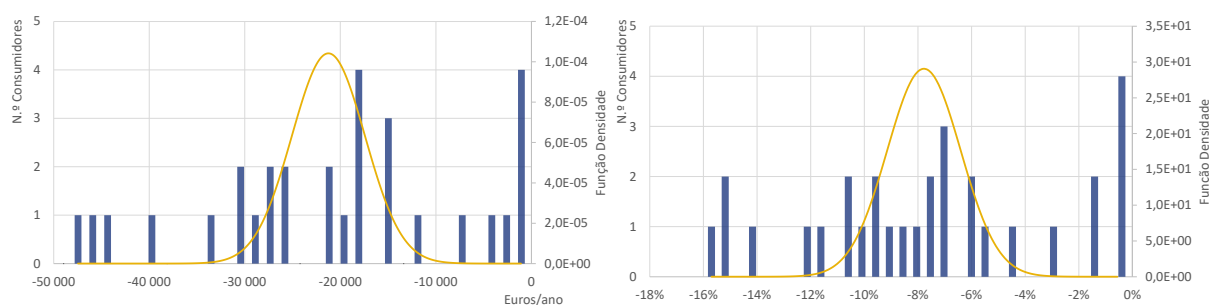
Esta análise pretende avaliar qual seria o impacto na fatura final dos consumidores, atualmente com tarifas de acesso às redes em BP> no escalão $\geq 700\,000\text{ m}^3/\text{ano}$, caso eles verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de acesso às redes em MP do escalão $< 2\,000\,000\text{ m}^3/\text{ano}$. Como se mostra na Figura 10-12, tratam-se de 30 consumidores e representam 3% dos 934 consumidores da amostra. Estes 30 consumidores teriam benefício económico caso verificassem um aumento no seu consumo e lhes fosse aplicada a tarifa de acesso às redes em MP para consumos anuais $< 2\,000\,000\text{ m}^3$.

Figura 10-12 - Número de consumidores em BP> com desconto na fatura total devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m³/ano



Nas figuras seguintes são classificados os benefícios dos consumidores em euros (figura da esquerda) e em percentagem (figura da direita) da sua fatura total final. Apresentam-se adicionalmente as respetivas funções densidade de probabilidade (linha laranja). Verifica-se, para os 30 consumidores, um desconto médio de aproximadamente 21 244 €/ano, representando um desconto médio de 8% do total da fatura final destes consumidores.

Figura 10-13 - Benefício dos consumidores em BP> devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m³/ano

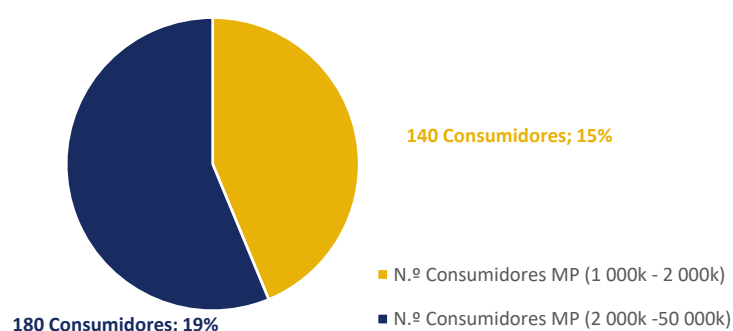


O valor total do benefício económico destes 30 consumidores seria de aproximadamente 637 327 €/ano e representaria 3,8% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP> com consumos anuais inferiores a 1 000 000 m³.

10.2.3 CONSUMIDORES EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 2 000 000 m³

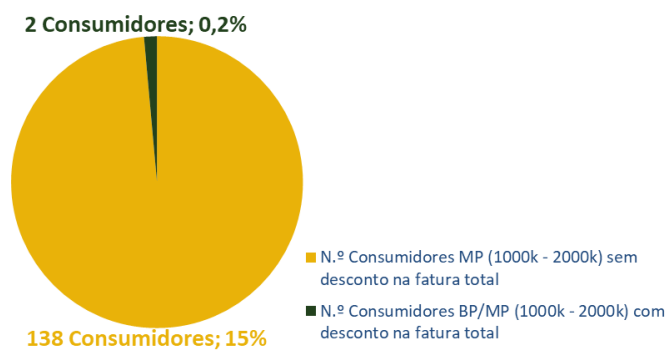
Neste ponto avalia-se o impacto na fatura final dos consumidores com tarifas de acesso às redes em MP no escalão < 2 000 000 m³/ano, caso estes verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de acesso às redes em MP do escalão ≥ 2 000 000 m³/ano. Como se mostra na Figura 10-14, tratam-se de 140 consumidores e representam 15% dos 934 consumidores da amostra.

Figura 10-14 - Consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³



Verifica-se, que apenas 2 consumidores (0,2% dos 934 consumidores da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um aumento no seu consumo e lhes fosse aplicada a tarifa de acesso às redes em MP para consumos anuais ≥ 2 000 000 m³.

Figura 10-15 - Número de consumidores com desconto na fatura total devido à existência do escalão de consumo de 2 000 000 m³/ano



Para estes 2 consumidores, verifica-se um desconto médio de aproximadamente 5 528 €/ano, representando um desconto de 1,2% do total da fatura final do consumidor. O valor total do benefício económico destes 2 consumidores é de aproximadamente 11 055 €/ano e representa cerca de 0,02% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra.

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 (934 consumidores com consumos superiores a 100 000 m³/ano ligados em BP> e MP)
- Desconto médio por consumidor (€/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;
- Desconto médio por consumidor (%) – Peso, em % do desconto (€/ano) na fatura final atual dos consumidores afetados;
- Desconto total do escalão (€/ano) – Soma de todos os “Desconto médio por consumidor (€/ano)” de todos os consumidores afetados.
- Peso dos descontos nas receitas do escalão (%) – Peso % do “Desconto total do escalão (€/ano)” no total anual das faturas de todos os consumidores do escalão de consumo.

Assim, no Quadro 10-4 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas várias fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2021-2022.

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2021-2022

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio por consumidor (€/ano)	Desconto médio por consumidor (%)	Desconto total do escalão (€/ano)	Peso dos descontos nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000	25	2,68%	-13 497	-6,2%	-337 413	-0,7%
BP>	1 000 000	30	3,21%	-21 244	-8,0%	-637 327	-3,8%
MP							
MP	2 000 000	2	0,21%	-5 528	-1,2%	-11 055	-0,02%

No Quadro 10-5 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalaões de consumo com tarifas do ano gás 2020-2021.

Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalaões de consumo com tarifas do ano gás 2020-2021

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio por consumidor (€/ano)	Desconto médio por consumidor (%)	Desconto total do escalaão (€/ano)	Peso dos descontos nas receitas do escalaão (%)
BP>	700 000	25	2,68%	-13 901	-6,4%	-347 535	-0,7%
BP>	1 000 000	32	3,43%	-20 770	-8,0%	-664 643	-4,0%
MP	2 000 000	2	0,21%	-5 700	-1,2%	-11 401	-0,02%

Conforme apresentado no Quadro 10-3 a variação de preço médio observada entre escalaões de consumo de cada um dos níveis de pressão é praticamente idêntica, o que justifica que o número de consumidores afetados e que o desconto médio por consumidor se mantenha praticamente inalterado, apesar de se observar uma ligeira melhoria nas descontinuidades.

Conclui-se que as tarifas de Acesso às Redes aprovadas para o ano gás 2021-2022 permitem reduzir o número de consumidores de BP que beneficiariam de uma redução da tarifa de Acesso às Redes se estivessem ligados à rede de MP, de 32 para 30 de consumidores, assim como o desconto médio de que beneficiariam estes consumidores.

Verifica-se uma ligeira diminuição do desconto médio por consumidor, para todos os níveis de pressão e escalaões de consumo, o que revela que há uma redução das descontinuidades tarifárias. Exemplificando, com tarifas do ano gás 2020-2021, um consumidor em BP> com um consumo anual até 700 000 m³/ano teria um desconto de 13 901 euros se fosse faturado no escalaão de consumo seguinte, enquanto que no ano gás 2021-2022 esse desconto passa a ser de 13 497 euros.

Na fronteira dos 2 000 000 m³/ano em MP verifica-se que o impacte é limitado uma vez que apenas 2 consumidores se encontram afetados pelas descontinuidades tarifárias.

11 TARIFA DE ENERGIA

A tarifa de Energia da atividade regulada de compra e venda de gás, desempenhada pelos comercializadores de último recurso (CUR), reflete o custo previsto para a aquisição de gás, bem como o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte).

Adicionalmente, a tarifa reflete o custo da constituição da reserva de segurança de gás, que decorre do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

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 ³⁸. De acordo com o previsto no artigo 159.º do atual Regulamento Tarifário e definido no documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2021-2022”, os parâmetros β_t e μ_t para o ano gás 2021-2022, 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. A repercussão parcial do desvio tem o objetivo regulatório de mitigar o risco de uma decisão em sentido contrário, caso a tendência de preços se inverta.

De acordo com os n.ºs 4 e 5 do artigo 159.º, 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.

³⁸ Mecanismo aprovado pelo Regulamento [n.º 455/2020](#), de 8 de maio.

12 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização da atividade regulada de Comercialização de gás, desempenhada pelos comercializadores de último recurso retalhista (CUR), 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, em cada opção tarifária, proporcione o montante de proveitos de cada CUR.

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 Comercializadores de Último Recurso e, conseqüentemente 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), definido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 março, a partir de 1 de janeiro de 2013 todas as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um carácter transitório.

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, dado o carácter cada vez mais residual do CUR. A estrutura destes custos face ao termo fixo consta no Quadro 12-1.

Quadro 12-1 - Estrutura dos custos médios de referência

Tarifa de Comercialização	Termo de Energia	Termo Fixo
$\leq 10\ 000\ m^3$	0,000246	1
$> 10\ 000\ m^3$	0,000246	1

Nos termos do RT, os referidos custos médios de referência são escalados de forma multiplicativa por forma a obterem-se os proveitos dos CUR. O escalamento incide de forma igual sobre os dois termos tarifários.

13 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O RT consagra o princípio da aditividade tarifária, que consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes dos comercializadores de último recurso, nomeadamente: (i) tarifa de Energia, (ii) tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, (iii) tarifa de Uso Global do Sistema, (iv) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (v) tarifas de Uso da Rede de Distribuição e (vi) tarifa de Comercialização.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais 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. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas, o qual estabelece uma evolução gradual da estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais para aquela que resulta da adição das tarifas por atividade a montante, mediante a limitação das variações por termo tarifário (preço). No presente capítulo descreve-se como atua o mecanismo de convergência no cálculo das tarifas para o ano gás 2021-2022.

A diretiva europeia do mercado interno de gás ³⁹ define um papel para a comercialização de último recurso de gás exclusivamente no âmbito dos clientes vulneráveis, representando um papel residual na globalidade do mercado. Assim, o enquadramento legislativo nacional tem vindo a definir um calendário para a extinção das tarifas reguladas do comercializador de último recurso.

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás iniciou-se em 2010 ⁴⁰ com o estabelecimento de um procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³. A título transitório foi determinado que os comercializadores de último recurso continuassem a fornecer gás aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tivessem contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

³⁹ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, na redação vigente.

⁴⁰ Iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2022.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, adotou-se ⁴¹ um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

Salienta-se que o ano gás 2020-2021 marcou a concretização da uniformidade tarifária em Portugal nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais (TSVCF). No ano gás 2021-2022, o objetivo de atingir a aditividade tarifária continua a ser seguido, acautelando sempre os impactes tarifários nos clientes finais.

13.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

As TTVCF em BP para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ são calculadas tendo em conta a limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para a tarifa aditiva. Na presente secção descreve-se o referido processo de convergência para tarifas aditivas no ano gás 2021-2022.

De referir que o custo de energia implícito na tarifa aditiva que serve de base para o cálculo da TTVCF para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 17,67 €/MWh, correspondendo ao preço da tarifa de energia transitória.

Esta análise é efetuada por escalão de consumo da BP<, sendo estes apresentados no Quadro 13-1.

⁴¹ Através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

Quadro 13-1 – Escalões de consumo em BP<

Escalão de consumo	Consumo anual
1	0 a 220 m ³
2	221 a 500 m ³
3	501 a 1 000 m ³
4	1 001 a 10 000 m ³

A convergência para as tarifas aditivas tem sido implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos CUR. Apesar de se ter alcançado a uniformidade tarifária em território nacional verifica-se que as TTVCF ainda não são aditivas por escalão de consumo.

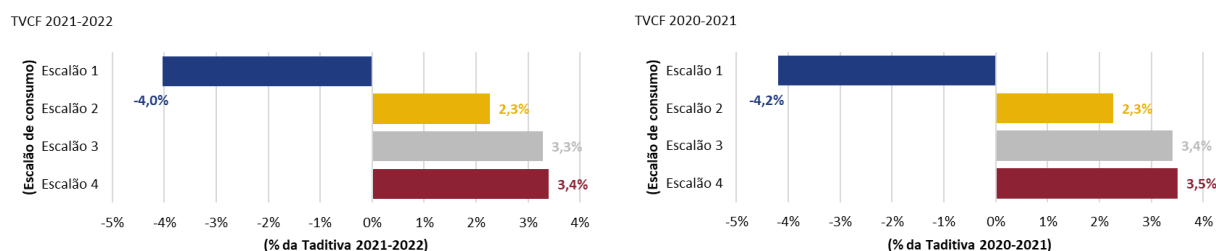
Em termos médios, as TTVCF em BP< observam uma variação tarifária média de 0,3% no ano gás 2021-2022. O limiar para a variação máxima de preços foi definido em 9%, acima da variação tarifária média, de forma a permitir uma convergência para a tarifa aditiva entre o ano gás 2020-2021 e o ano gás 2021-2022, questão todos os anos assinalada pelo Conselho Tarifário no seu Parecer à proposta de tarifas. Este limiar só atua nos termos fixos, representando um acréscimo máximo de 0,43 euros por mês, circunscrito ao 4.º escalão de consumo. Os preços de energia observam reduções de preços em todos os escalões de consumo, pelo que nenhum consumidor irá observar acréscimos superiores aos indicados no Quadro 13-2 para o termo fixo.

Quadro 13-2 – Variações de preço entre os anos gás 2020-2021 e 2021-2022, por escalão de consumo

Energia (€/kWh)				Termo fixo (€/mês)			
Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
-0,0007	-0,0007	-0,0004	-0,0004	0,18	0,27	0,14	0,43

Na Figura 13-1 é apresentado o diferencial das TTVCF no ano gás 2021-2022 em relação à tarifa aditiva, por escalão de consumo, assim como o referido diferencial no ano gás anterior.

Figura 13-1 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva



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, a limitação de impactes tarifários condiciona o limiar de variação máxima. Para uma maior convergência seria necessário um acréscimo nos preços dos termos fixos, além dos apresentados no Quadro 13-2.

A Figura 13-2 apresenta a variação percentual, preço a preço, da TTVCF dos CUR e da tarifa aditiva no ano gás 2021-2022, face à TTVCF dos CUR no ano gás 2020-2021. Mostra-se ainda a variação média global das TTVCF em BP< entre o ano gás 2020-2021 e o ano gás 2021-2022.

A Figura 13-3 apresenta a diferença percentual remanescente, preço a preço, das TTVCF dos CUR para a tarifa aditiva no ano gás 2021-2022.

Figura 13-2 - Variação da TTVCF de 2021-2022 e da tarifa aditiva, face às TTVCF em 2020-2021

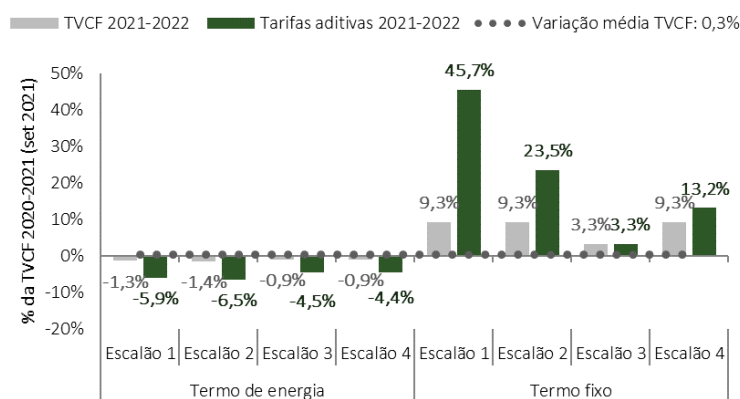
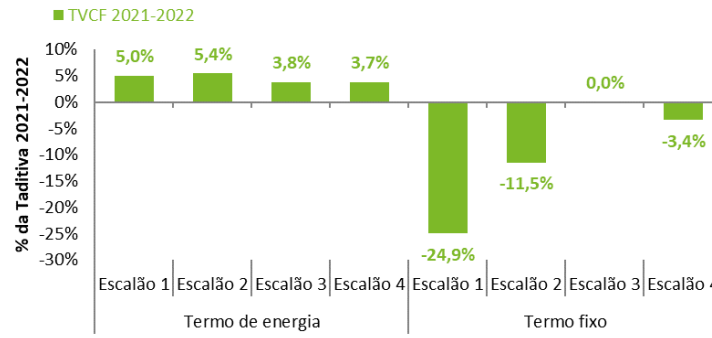


Figura 13-3 - Distância das TTVCF face à tarifa aditiva de 2021-2022











14 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO

Neste capítulo caracterizam-se as ofertas comerciais de gás natural no simulador de preços de energia ⁴², de acordo com a informação disponível no final do 1.º trimestre de 2021 ⁴³.

A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a taxa de ocupação do subsolo para o gás natural.

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 no fornecimento 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

14.1 OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP< NO 1.º TRIMESTRE DE 2021

A análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das **ofertas padrão** (sem qualquer tipo de restrição), inclui 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**

⁴² 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.

⁴³ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a última semana de março de 2021.

(ofertas cujas condições de preço e condições comerciais apenas se aplicam a clientes que são contratados pela primeira vez pelo comercializador).

Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

14.1.1 OFERTAS DE GÁS NATURAL ⁴⁴

Para o **consumidor tipo 1**, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos comercializadores, seis comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal é da Endesa (Quero+ Gás - Plano Amigo), com um valor de 7,98 euro/mês, que corresponde a um desconto de 33% e uma poupança mensal de 3,97 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 14-1 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

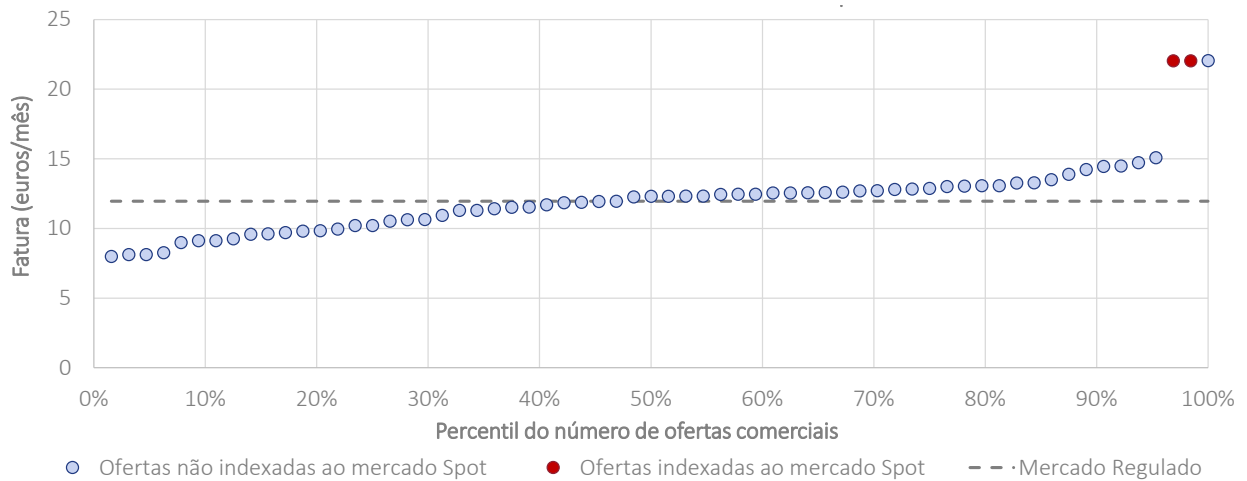
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Endesa	7,98 € (-33%)	Quero+ Gás - Plano Amigo	Novos clientes, Condicionada
2	GALP Power	9,58 € (-20%)	Galp & Continente Gás Natural (FE+DD)	Novos clientes, Condicionada
3	GoldEnergy	9,80 € (-18%)	NOWO&GOLD Monogás DD+FE	Novos clientes, Condicionada
4	Iberdrola	11,29 € (-6%)	+ Vantagem Gás (FE+DD)	Padrão
5	Energia Simples	11,29 € (-6%)	Tarifário Poupa Mais Gás	Padrão
6	G9 Energy	11,85 € (-1%)	Casa Plus	Padrão
7	Mercado Regulado	11,95 €	Condições de Preço Regulado	Padrão
8	LuziGas	12,55 € (5%)	GÁS NATURAL	Padrão
9	JAFPLUS	12,87 € (8%)	Plano Plus Gás	Padrão
10	EDP Comercial	13,01 € (9%)	Gás (DD)	Padrão
11	Rolear	13,27 € (11%)	Oferta Geral de Gás Natural	Padrão
12	Mário Energia (Zodivimp)	13,89 € (16%)	plano clientes	Padrão
13	Dourogás	14,45 € (21%)	GÁS NATURAL	Padrão
14	Aldro Energía	14,72 € (23%)	TARIFA PRO PREMIUM	Fidelização
15	Audax	22,03 € (84%)	Classic Indexado	Fidelização, Indexada

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.

⁴⁴ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Das 63 ofertas comerciais 29 (46%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. As três ofertas de gás natural com o valor de faturação mais elevado têm uma componente fixa do preço muito superior às restantes ofertas comerciais.

Figura 14-1 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 1



Para o **consumidor tipo 2**, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos comercializadores, cinco comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal é a da Endesa (Quero + Gás - Plano Amigo), com um valor de 18,83 euro/mês, que corresponde a um desconto de 17% e uma poupança mensal de 3,79 euros em relação à Tarifa Regulada.

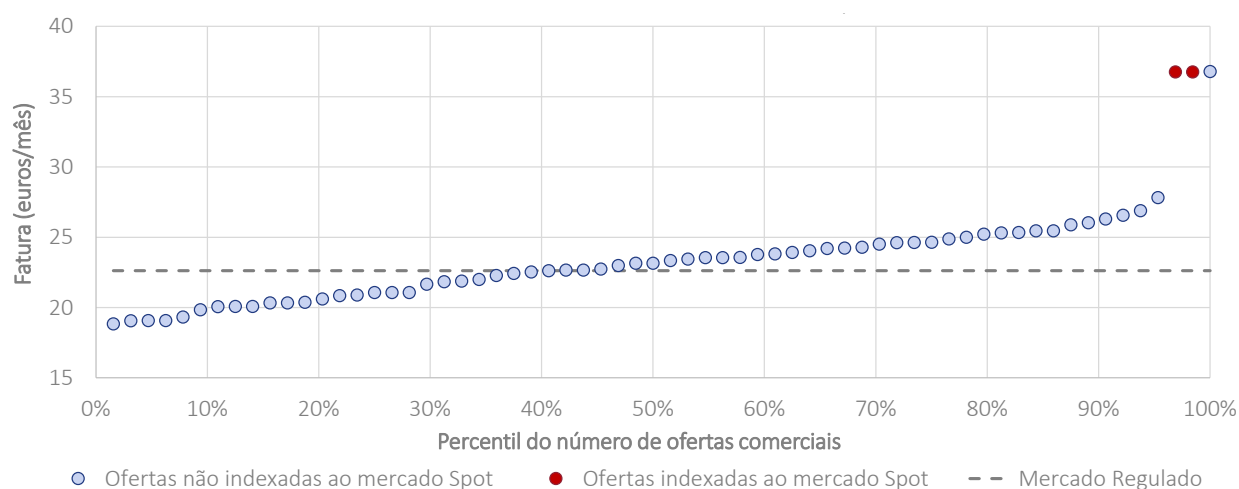
Quadro 14-2 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Endesa	18,83 € (-17%)	Quero+ Gás - Plano Amigo	Novos clientes, Condicionada
2	GoldEnergy	20,33 € (-10%)	NOWO&GOLD Monogás DD+FE	Novos clientes, Condicionada
3	GALP Power	20,37 € (-10%)	Galp & Continente Gás Natural (FE+DD)	Novos clientes, Condicionada
4	Energia Simples	22,00 € (-3%)	Tarifário Poupa Mais Gás	Padrão
5	Iberdrola	22,53 € (-0%)	+ Vantagem Gás (FE+DD)	Padrão
6	Mercado Regulado	22,62 €	Condições de Preço Regulado	Padrão
7	G9 Energy	22,66 € (0%)	Casa Plus	Padrão
8	LuziGas	23,34 € (3%)	GÁS NATURAL	Padrão
9	EDP Comercial	24,19 € (7%)	Gás (DD)	Padrão
10	JAFPLUS	24,61 € (9%)	Plano Plus Gás	Padrão
11	Rolear	24,88 € (10%)	Oferta Geral de Gás Natural	Padrão
12	Mário Energia (Zodivimp)	25,30 € (12%)	plano clientes	Padrão
13	Dourogás	25,88 € (14%)	GÁS NATURAL	Padrão
14	Aldro Energia	26,02 € (15%)	TARIFA PRO PREMIUM	Fidelização
15	Audax	36,75 € (62%)	Classic Indexado	Fidelização, Indexada

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 63 ofertas comerciais 25 (40%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. As três ofertas de gás natural com o valor de faturação mais elevado têm uma componente fixa do preço muito superior às restantes ofertas comerciais.

Figura 14-2 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 2



Para o **consumidor tipo 3**, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos comercializadores, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal é a da Galp Power (Galp & Continente Gás Natural (FE+DD)), com um valor de 41,60 euro/mês, que corresponde a um desconto de 7% e uma poupança mensal de 2,98 euros em relação à Tarifa Regulada.

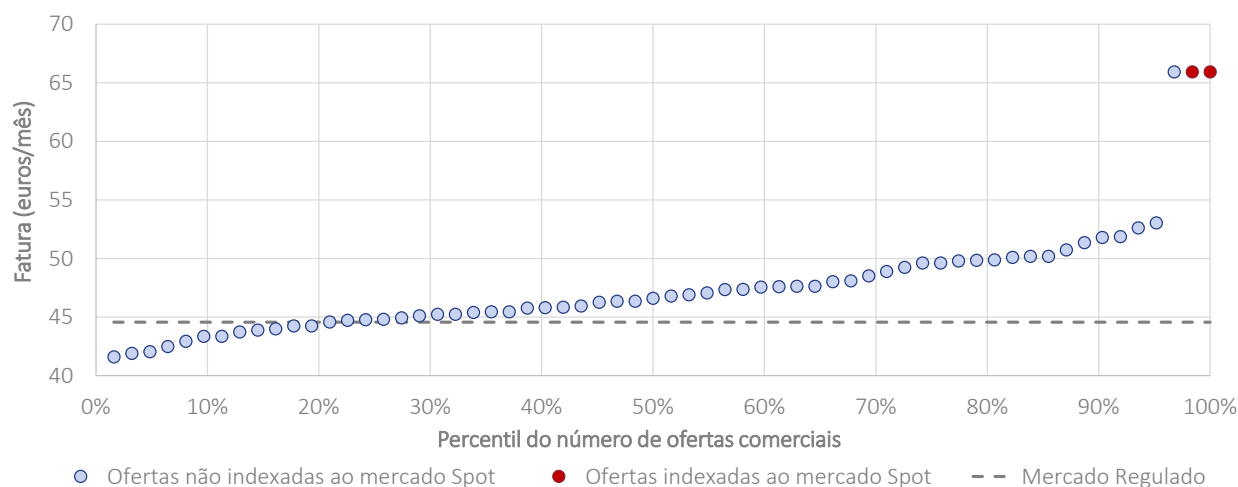
Quadro 14-3 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	GALP Power	41,60 € (-7%)	Galp & Continente Gás Natural (FE+DD)	Novos clientes, Condicionada
2	GoldEnergy	41,91 € (-6%)	NOWO&GOLD Monogás DD+FE	Novos clientes, Condicionada
3	Endesa	43,73 € (-2%)	Quero+ Gás - Plano Amigo	Novos clientes, Condicionada
4	Mercado Regulado	44,58 €	Condições de Preço Regulado	Padrão
5	Energia Simples	45,11 € (1%)	Tarifário Poupa Mais Gás	Padrão
6	G9 Energy	45,81 € (3%)	Casa Plus	Padrão
7	LuziGas	46,27 € (4%)	GÁS NATURAL	Padrão
8	Iberdrola	46,61 € (5%)	+ Vantagem Gás (FE+DD)	Padrão
9	Mário Energia (Zodivimp)	47,56 € (7%)	plano clientes	Padrão
10	EDP Comercial	48,02 € (8%)	Gás (DD)	Padrão
11	Rolear	49,25 € (10%)	Oferta Geral de Gás Natural	Padrão
12	JAFPLUS	49,85 € (12%)	Plano Plus Gás	Padrão
13	Aldro Energía	49,88 € (12%)	TARIFA PRO PREMIUM	Fidelização
14	Dourogás	50,74 € (14%)	GÁS NATURAL	Padrão
15	Audax	65,92 € (48%)	Classic	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 3.

Das 61 ofertas comerciais 12 (20%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. As três ofertas de gás natural com o valor de faturação mais elevado têm uma componente fixa do preço muito superior às restantes ofertas comerciais.

Figura 14-3 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 3



14.1.2 OFERTAS DUAIS ⁴⁵

Para o **consumidor tipo 1**, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da Endesa (Quero + Luz e Gás - Plano Amigo), com um valor de 41,80 euro/mês, que corresponde a um desconto de 12% e uma poupança mensal de 5,92 euros em relação à Tarifa Regulada.

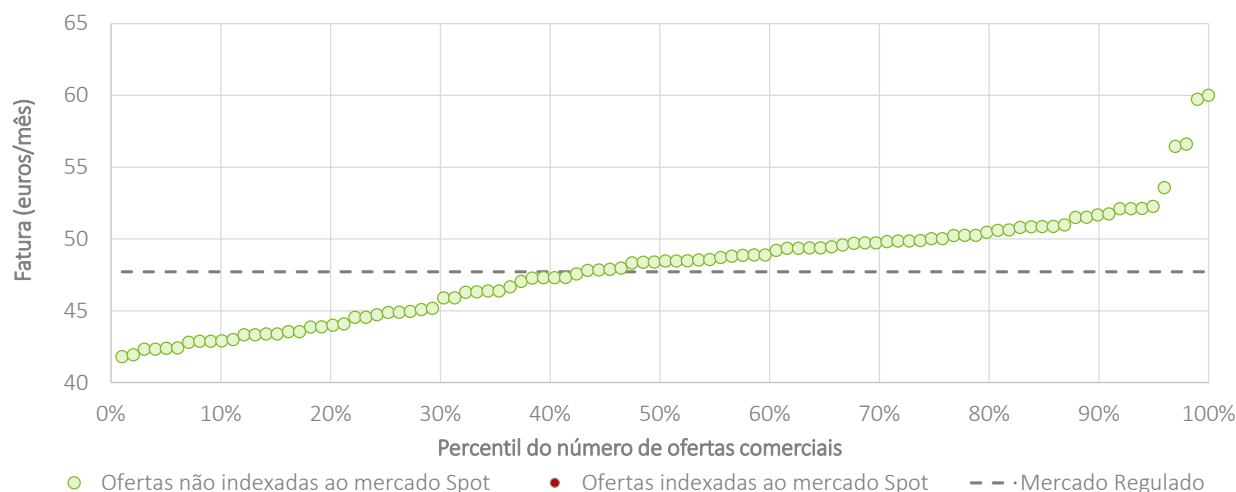
Quadro 14-4 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Endesa	41,80 € (-12%)	Quero+ Luz e Gás - Plano Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
2	GALP Power	41,93 € (-12%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (FE+DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
3	GoldEnergy	44,72 € (-6%)	Dual ACP 21	Simple	Condicionada
4	EDP Comercial	44,88 € (-6%)	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Condicionada
5	Mercado Regulado	47,72 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	G9 Energy	48,48 € (2%)	DUAL Casa Plus	Simple	Padrão
7	Usenergy	50,60 € (6%)	Use Eletricidade e Gás	Simple	Padrão
8	Rolear	51,51 € (8%)	Oferta Geral de Eletricidade e Gás Natural	Simple	Padrão
9	Aldro Energia	56,45 € (18%)	TARIFA PRO PREMIUM	Simple	Fidelização

⁴⁵ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 99 ofertas comerciais 42 (42%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 14-4 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1



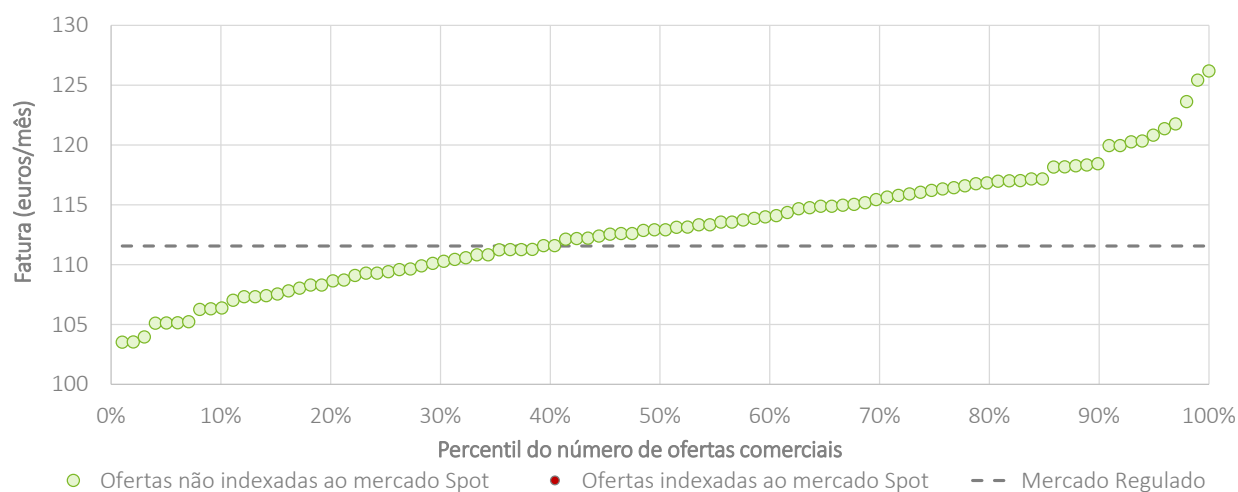
Para o **consumidor tipo 2**, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, quatro apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)), com um valor de 103,53 euro/mês, que corresponde a um desconto de 7% e uma poupança mensal de 8,03 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 14-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	EDP Comercial	103,53 € (-7%)	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Condicional
2	GoldEnergy	103,54 € (-7%)	Dual ACP 21	Simple	Condicional
3	GALP Power	103,95 € (-7%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (FE+DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicional
4	Endesa	106,31 € (-5%)	Tarifa Simple - Plano Amigo	Simple	Novos clientes, Condicional
5	Mercado Regulado	111,56 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	G9 Energy	114,10 € (2%)	DUAL Casa Plus	Simple	Padrão
7	Rolear	115,78 € (4%)	Oferta Geral de Eletricidade e Gás Natural	Simple	Padrão
8	Usenergy	118,32 € (6%)	Use Eletricidade e Gás	Simple	Padrão
9	Aldro Energia	121,35 € (9%)	TARIFA PRO PREMIUM	Simple	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 99 ofertas comerciais 38 (38%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 14-5 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2



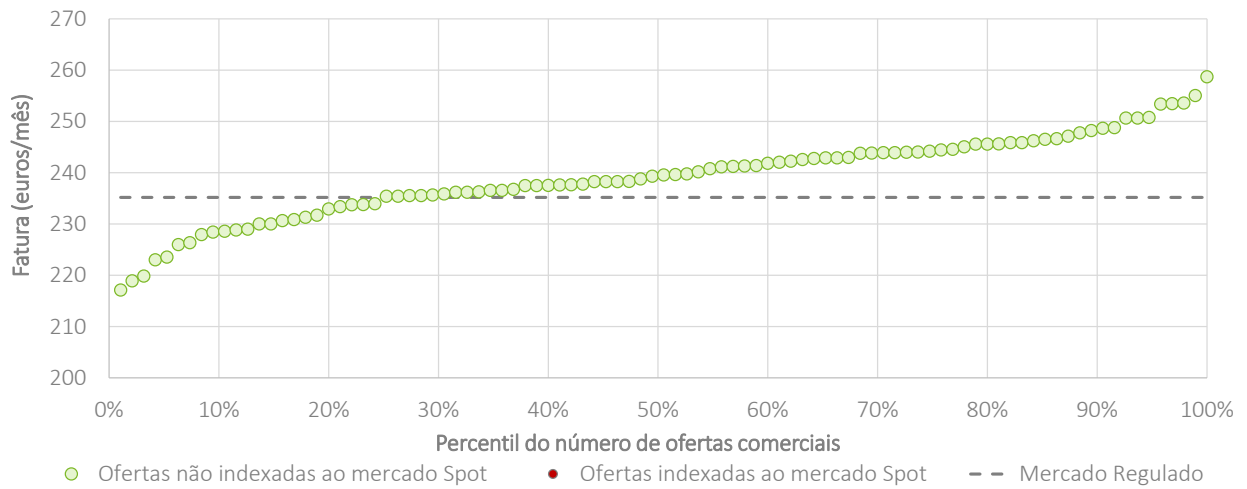
Para o **consumidor tipo 3**, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, quatro apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)), com um valor de 217,12 euro/mês, que corresponde a um desconto de 8% e uma poupança mensal de 18,05 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 14-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	EDP Comercial	217,12 € (-8%)	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Condicionada
2	GoldEnergy	219,83 € (-7%)	Dual ACP 21	Simple	Condicionada
3	GALP Power	223,52 € (-5%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (FE+DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
4	Endesa	228,98 € (-3%)	Tarifa e-luz&gás - Plano Amigo	Simple	Novos clientes, Condicionada
5	Mercado Regulado	235,17 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	Rolear	241,29 € (3%)	Oferta Geral de Eletricidade e Gás Natural	Simple	Padrão
7	G9 Energy	242,01 € (3%)	DUAL Casa Plus	Simple	Padrão
8	Aldro Energía	247,77 € (5%)	TARIFA PRO PREMIUM	Simple	Fidelização
9	Usenergy	250,75 € (7%)	Use Eletricidade e Gás	Simple	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 95 ofertas comerciais 23 (24%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 14-6 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3



14.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP<

14.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL DAS OFERTAS DE GÁS NATURAL

Ao longo do período em análise, verifica-se que a oferta de gás de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado para os três consumidores tipo.

Para os consumidores tipo 1 e 2 verifica-se um aumento ou estagnação da diferença entre estas duas ofertas ao longo do período analisado, tendo como base a totalidade das ofertas comerciais. Para o consumidor tipo 3, destaca-se um aumento do diferencial entre a oferta de gás de valor mínimo e a tarifa do Mercado Regulado, no 1.º trimestre de 2021, tendo como base a totalidade das ofertas comerciais.

No 1.º trimestre de 2021 esta diferença corresponde a 3,97 euro/mês, 3,79 euro/mês e 2,98 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

Figura 14-7 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 1

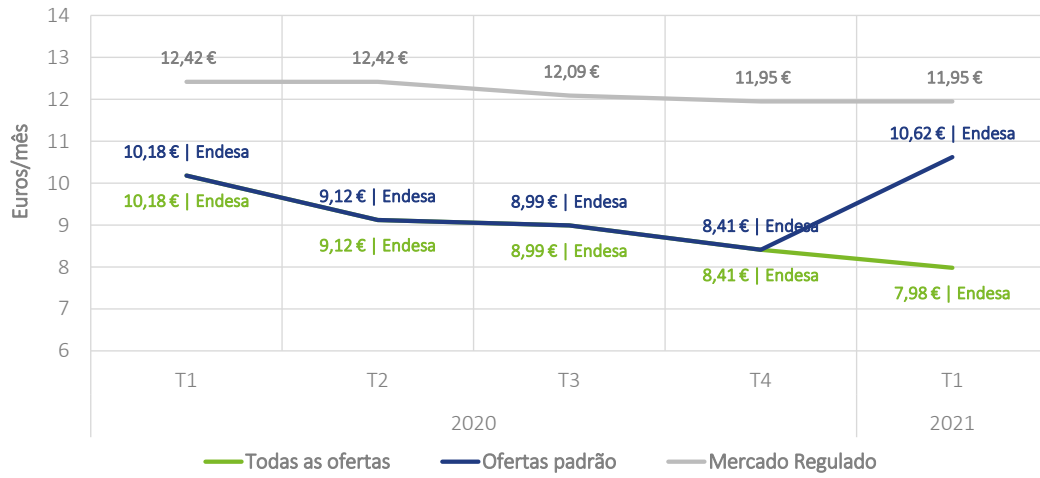


Figura 14-8 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 2

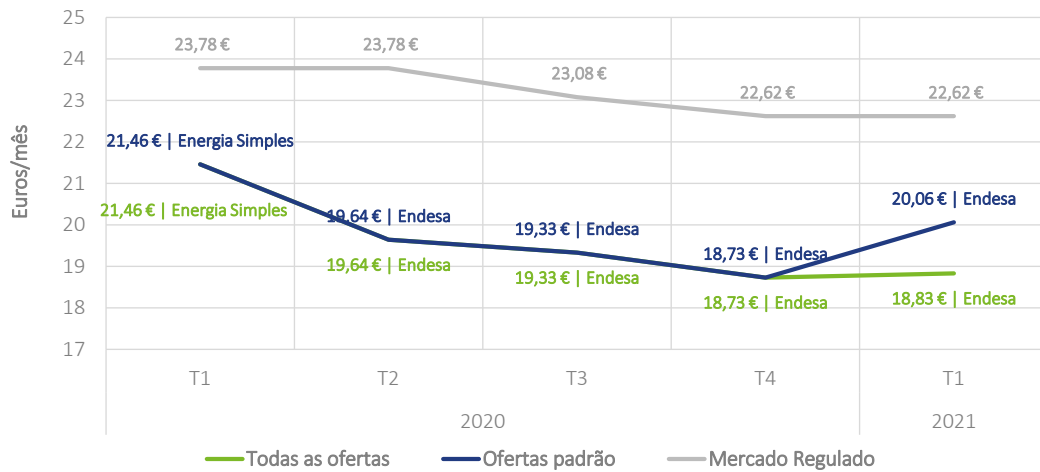
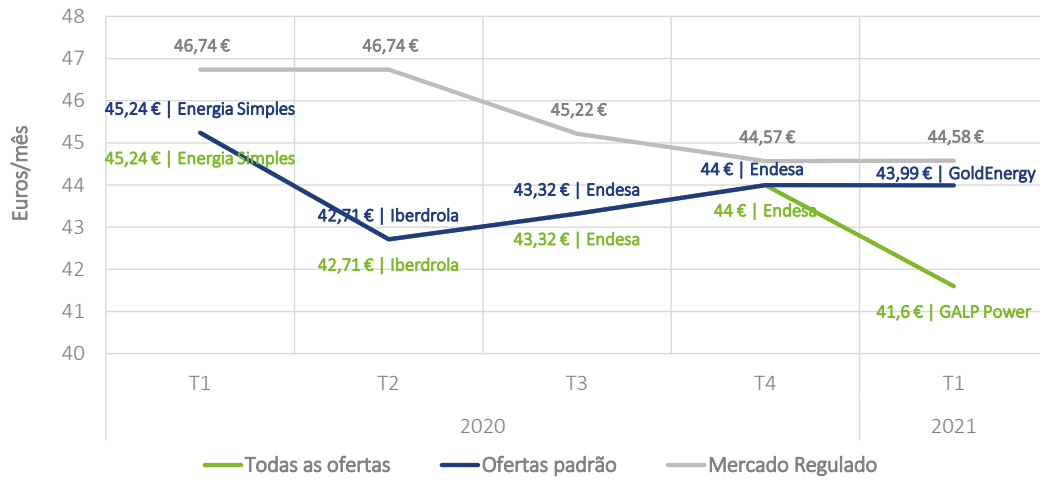


Figura 14-9 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 3



14.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL DAS OFERTAS DUAIS

Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta dual de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, verificando-se uma diminuição da diferença entre estas ofertas no 1.º trimestre de 2021.

No 1.º trimestre de 2021 esta diferença corresponde a 5,92 euro/mês, 8,03 euro/mês e 18,05 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

Figura 14-10 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1

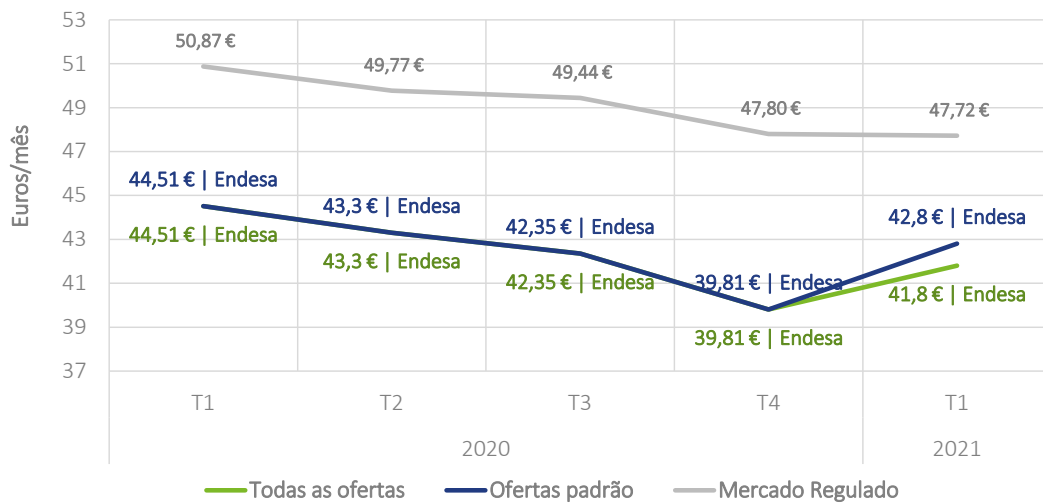


Figura 14-11 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2

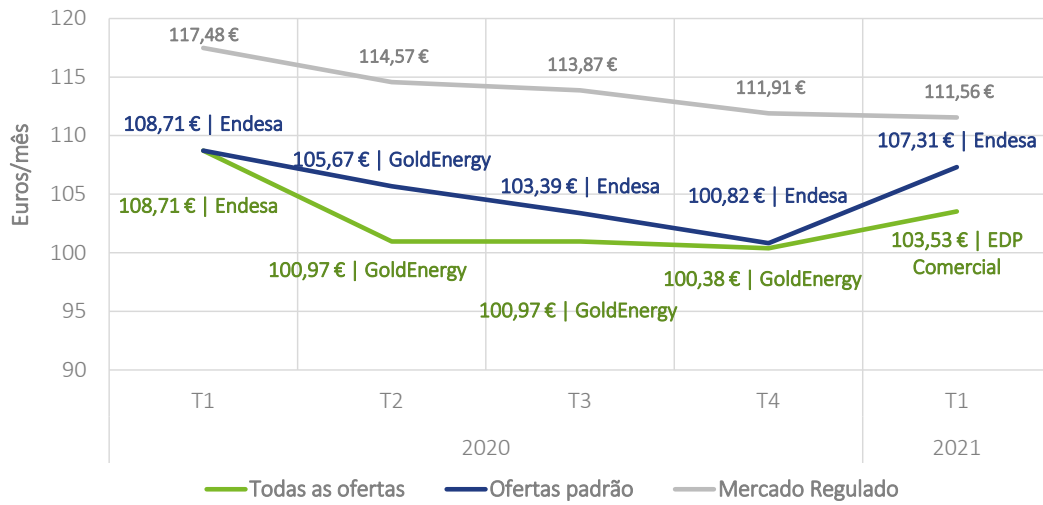
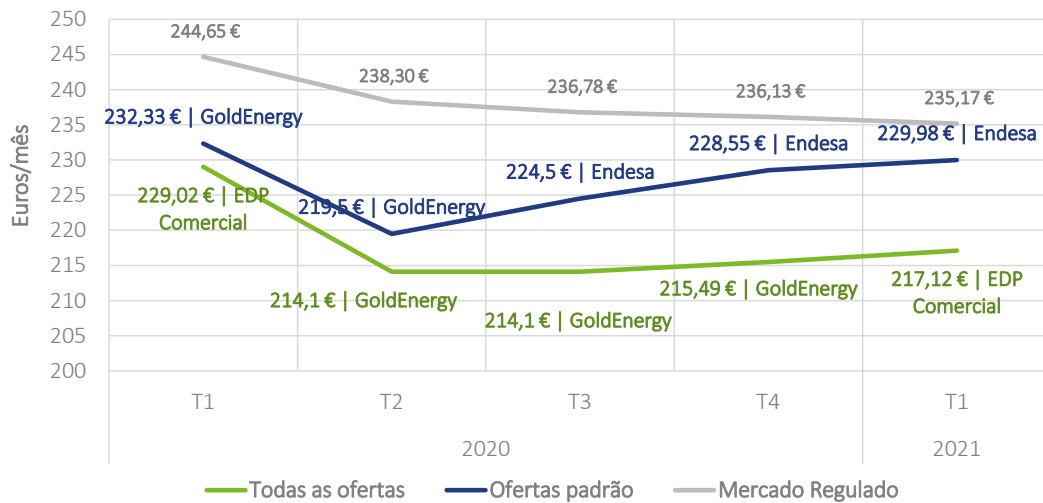


Figura 14-12 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3



15 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. Como enquadramento são apresentados os desenvolvimentos recentes na legislação em Espanha (secção 15.1). As restantes secções comparam as tarifas reguladas nos dois países, ao nível do terminal de GNL (secção 15.2.1), do armazenamento subterrâneo (secção 15.2.2) e do acesso à rede de transporte (secção 15.2.3), sendo esta comparação efetuada para os anos gás 2020-2021 e 2021-2022.

15.1 DESENVOLVIMENTOS RECENTES NA LEGISLAÇÃO EM ESPANHA

Em 11 de janeiro de 2019 foi aprovado o [Decreto-Lei Real 1/2019](#), com medidas para adequar as competências da Comissão Nacional de Mercados e Concorrência (CNMC), a entidade reguladora do setor do gás em Espanha, aos requisitos decorrentes da legislação da União Europeia no que diz respeito às Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre as regras comuns para o mercado interno de eletricidade e gás natural. Esse Decreto-Lei Real alterou o n.º 1 do artigo 7.º da [Lei 3/2013](#), de 4 de junho, atribuindo à CNMC a função de estabelecer, por meio de uma Circular, a metodologia de cálculo das tarifas e preços de acesso às infraestruturas de transporte, distribuição e regaseificação de gás.

Em 22 de julho de 2020, foi aprovada a [Circular 6/2020](#) da CNMC, com uma nova metodologia de cálculo das tarifas da rede de transporte, das redes locais e do serviço de regaseificação para o setor do gás⁴⁶, com datas distintas para início da sua aplicação:

- A vigorar a partir de 1 de outubro de 2020, no caso das tarifas de acesso às infraestruturas de regaseificação;
- A vigorar a partir de 1 de outubro de 2021, no caso das tarifas de acesso às redes de transporte e às redes locais.

Em 30 de abril de 2021, e de acordo com a décima disposição transitória da [Lei 3/2013](#), foi enviada ao Conselho Consultivo de Hidrocarbonetos a [“Propuesta de resolución de la Comisión Nacional de los](#)

⁴⁶ Para consultar mais documentação aceda à [página](#) da CNMC.

[Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de gas para el año de gas octubre 2021 - septiembre 2022](#)”, para que os seus membros pudessem apresentar as alegações e observações que considerem pertinentes até ao dia 17 de maio de 2021. Também, em 30 de abril de 2021, em cumprimento do processo de informação pública, a referida proposta de resolução foi publicada no site da CNMC para apresentação de comentários até ao dia 17 de maio de 2021.

Por outro lado, na data referida e de acordo com o disposto no artigo 28.2 do [Regulamento da Comissão \(UE\) 2017/460](#), de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, a proposta de resolução e os seus documentos anexos foram enviados às entidades reguladoras de França e de Portugal para que estas possam emitir um relatório sobre os pontos previstos no n.º 1 do artigo 28.º.

REGASEIFICAÇÃO

A metodologia de cálculo apresentada pela CNMC na Circular 6/2020 abrange os seguintes serviços prestados pelos terminais de GNL: receção (*‘unloading’*), armazenamento, regaseificação, enchimento de camiões cisterna, *‘ship reloading’*, *‘transshipment’*, *‘cooling down’* e *‘virtual liquefaction’*.

Espanha introduziu um modelo de *Tanque Virtual de Balance-TVb*⁴⁷ em que é atribuída capacidade virtual de armazenamento de GNL, agregando as capacidades físicas dos seis 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 deixam de existir preços diferenciados por terminal de GNL.

⁴⁷ 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.

REDE DE TRANSPORTE

A partir do ano gás 2021-2022, com início a 1 de outubro de 2021, a CNMC aplicará 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. O processo de consulta pública que antecedeu esta escolha decorreu de acordo com os requisitos do Código de Rede de Tarifas.

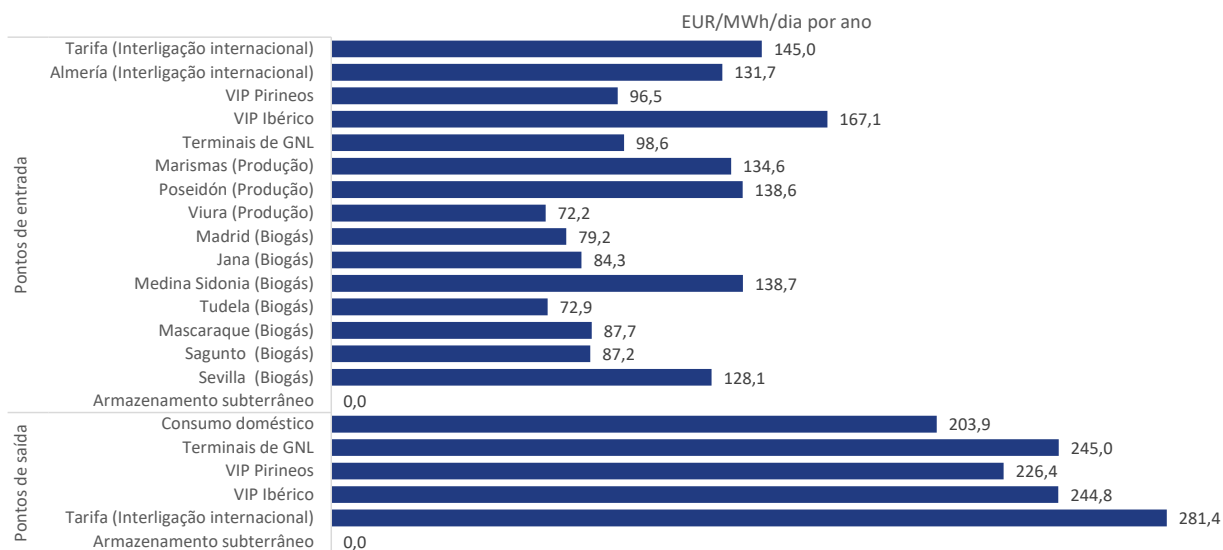
Em termos de enquadramento, a CNMC considerou que o Código de Rede de Tarifas deveria apenas ser aplicado à rede de transporte que não inclui a rede destinada à distribuição local. Assim, o Código de Rede de Tarifas foi apenas aplicado à parte da rede de transporte classificada como rede troncal ⁴⁸. O remanescente da rede de transporte foi agrupado com a rede de distribuição no conceito de «rede local».

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.

A Figura 15-1 ilustra a diferenciação nos preços de capacidade da tarifa de transporte em Espanha, por ponto de entrada e ponto de saída, destacando-se que o VIP Ibérico apresenta o maior preço unitário entre os pontos de entrada e um preço de saída mais elevado do que o VIP Pirenéus.

⁴⁸ A CNMC classifica a rede de transporte em Espanha em três categorias: (1) Rede troncal (rede de transporte primária), (2) Rede de influência local (rede de transporte primária), (3) Rede de transporte secundária. No entendimento da CNMC apenas a rede troncal é abrangida pelo Código de Rede de Tarifas.

Figura 15-1 – Proposta de preços de capacidade da tarifa de transporte em Espanha, ano gás 2021-2022



Nota: Preços da proposta tarifária para o ano gás 2021-2022 (disponível na [página](#) da CNMC).

É de salientar que os preços de entrada a partir dos terminais de GNL apresentados na Figura 15-1 incluem um desconto de 13,9%, o qual dispõe de enquadramento no Código de Rede de Tarifas ⁴⁹. A CNMC indica que o desconto reflete o contributo do terminal de GNL em Barcelona para o somatório das capacidades de entrada, ao longo do período de regulação, uma vez que este terminal foi designado para o cumprimento do critério de segurança 'n-1'.

O Quadro 15-1 resume as principais características da metodologia de cálculo das tarifas de transporte em Espanha, comparando-as com a metodologia adotada em Portugal

⁴⁹ O número 2 do artigo 9.º do Código de Rede de Tarifas estabelece: «Nos pontos de entrada a partir de instalações de GNL [...] pode aplicar-se um desconto às respetivas tarifas de transporte baseadas na capacidade, com vista a aumentar a segurança do aprovisionamento.»

Quadro 15-1 - 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	97% - 3%	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. No caso de Espanha, a divisão de entrada-saída de 50%-50% deve ser atingida gradualmente até ao ano gás 2025-2026, partindo de uma divisão de 30%-70% no ano gás 2021-2022.

REDES LOCAIS

Como referido anteriormente, o conceito de redes locais em Espanha inclui as redes de distribuição e a parte da rede de transporte que a CNMC não entende estar abrangida pelo Código de Rede de Tarifas.

Uma particularidade das tarifas de rede local em Espanha é a opção de não diferenciar os preços aplicados por nível de pressão, mas sim por 11 bandas de consumo anual ⁵⁰, obtidas através de uma análise estatística. Importa ainda referir que Espanha estabeleceu uma isenção tarifária para a injeção de gases de origem renovável nas redes locais, através da Circular 6/2020, de 22 de julho ⁵¹.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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

⁵⁰ Por comparação, em Portugal os preços da tarifa de uso da rede de distribuição encontram-se diferenciados pelos níveis de pressão MP e BP, para além de também incluírem uma diferenciação por bandas de consumo anual.

⁵¹ Isenção estabelecida no n.º 3 do artigo 18.º, referente às tarifas de acesso às redes locais. Ver [versão oficial em espanhol](#) e [versão não oficial em inglês](#).

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.

15.2 ANÁLISE COMPARATIVA

Nesta análise comparativa das tarifas de acesso às infraestruturas de gás em Portugal e Espanha, são considerados dois horizontes temporais distintos.

É feita uma análise comparativa com as tarifas de acesso em vigor no **ano gás 2020-2021**. Em Portugal, consideram-se as tarifas do ano gás 2020-2021, a vigorarem entre 1 de outubro de 2020 e 30 de setembro de 2021. 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 22 de septiembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia”](#), em vigor de 1 de outubro de 2020 a 30 de setembro de 2021. Para o serviço de Armazenamento Subterrâneo consideram-se as tarifas estabelecidas na [Orden TED/1286/2020](#), de 29 de dezembro, vigentes no período de 1 de janeiro de 2021 a 30 de setembro de 2021.

Simultaneamente, é feita uma análise comparativa com as tarifas de acesso a vigorar no **ano gás 2021-2022**. Em Portugal, consideram-se as tarifas do ano gás 2021-2022, a vigorarem entre 1 de outubro de 2021 e 30 de setembro de 2022. Em Espanha, para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e rede local consideram-se as tarifas definidas na proposta tarifária da CNMC ⁵², para vigorar entre 1 de outubro de 2021 e 30 de setembro de 2022, e que ainda aguardam pela aprovação final do regulador. Não é feita qualquer análise do serviço de Armazenamento Subterrâneo para o ano gás 2021-2022 pelo facto de não serem conhecidas as tarifas deste serviço a vigorar no próximo ano gás, estando as atuais tarifas em vigor até 31 de dezembro de 2021.

⁵² Ver [“Propuesta de resolución 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 de gas para el año de gas octubre 2021 - septiembre 2022”](#).

15.2.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL

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 15-2 apresentam-se os preços para a parcela de receção de GNL, em ambos os países, para o ano gás 2021-2022.

Quadro 15-2 - Preços da parcela de receção de GNL ⁵³

PARCELA DE RECEPÇÃO	PREÇOS PT	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	52 751
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,000027	0,000010

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 2021-2022 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 15-3 apresentam-se os preços para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países, para o ano gás 2021-2022.

⁵³ Considera-se um barco de tamanho L: entre 75.000 m³ e 150.000 m³ de GNL.

Quadro 15-3 - 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 (*)	0,00001437	0,00001437	0,00001437	0,00001437	0,005895
Termo de Energia (EUR/kWh)	-	-	-	-	0,000001

(*) 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, 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.

No quadro seguinte apresentam-se os preços para a parcela de regaseificação de GNL, em Portugal e Espanha, para o ano gás 2021-2022, não sendo considerado o produto intradiário de Portugal.

Quadro 15-4 - 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 (*)	0,00009113	0,00011847	0,00013670	0,00018226	0,194003
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00007807	0,00007807	0,00007807	0,00007807	0,000071

(*) 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 das infraestruturas de regaseificação, 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 15-5 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos contratos de curta duração do serviço de Regaseificação e Armazenamento de GNL, para o ano gás 2021-2022, e calculados de acordo com a metodologia estabelecida na Circular 6/2020.

Quadro 15-5 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha

	Trimestral	Mensal	Diário	Intradiário
Armazenamento GNL	1,2	1,4	1,6	5,6
Regaseificação	1,2	1,4	1,8	7,1

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. Considerou-se um perfil de utilização idêntico ao do Terminal de Sines, previsto para o ano gás 2021-2022.

Verifica-se que no caso de Espanha existe uma estrutura de custos de capacidade mais elevada do que em Portugal, com um valor da capacidade contratada de regaseificação de GNL cerca de 5,8 vezes os valores da capacidade contratada de regaseificação de GNL no Terminal de Sines. A componente variável da energia de receção (incluindo a descarga de navios em Espanha) e da energia de regaseificação é, em Espanha, cerca de 1,5 vezes o valor equivalente no Terminal de Sines.

Figura 15-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (ano gás 2021-2022)

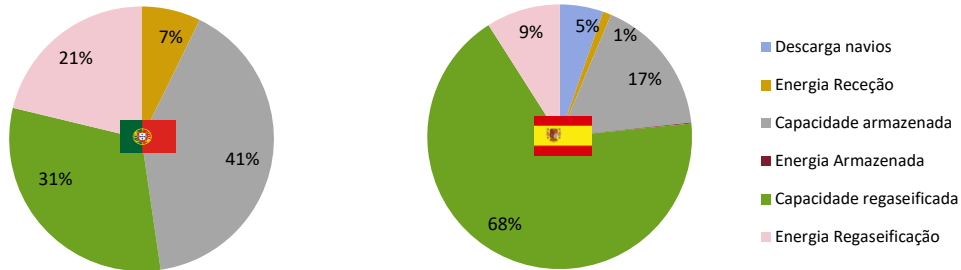
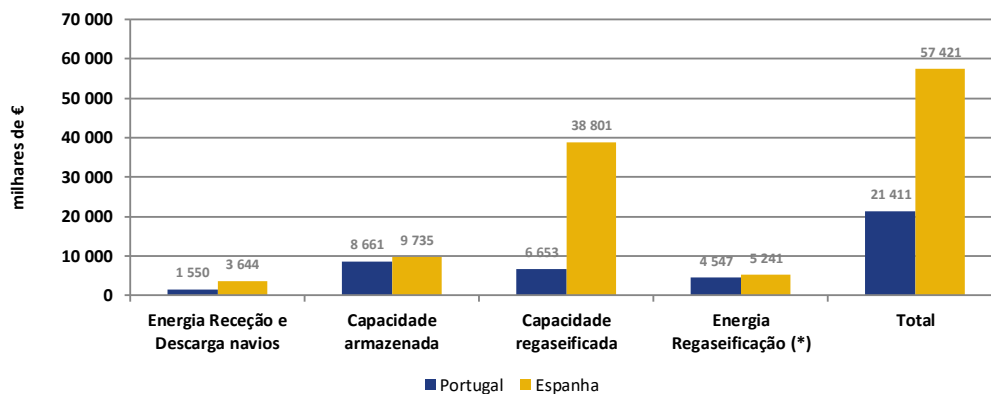


Figura 15-3 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (ano gás 2021-2022)



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

Nas figuras seguintes apresenta-se a evolução dos preços médios de acesso aos terminais de GNL de Portugal e de Espanha, em função do número anual de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL, para os anos gás 2020-2021 e 2021-2022.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de 1 TWh (145 000 m³ GNL) e com um tempo médio de 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 Portugal são considerados quatro 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).

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.

Figura 15-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)

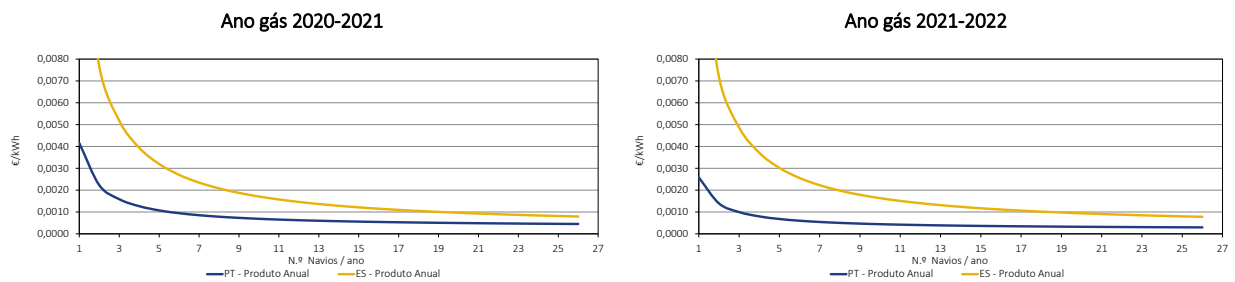


Figura 15-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

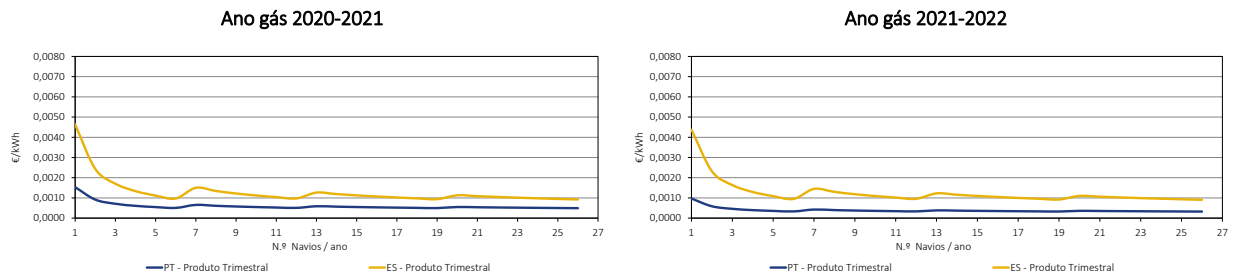


Figura 15-6 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)

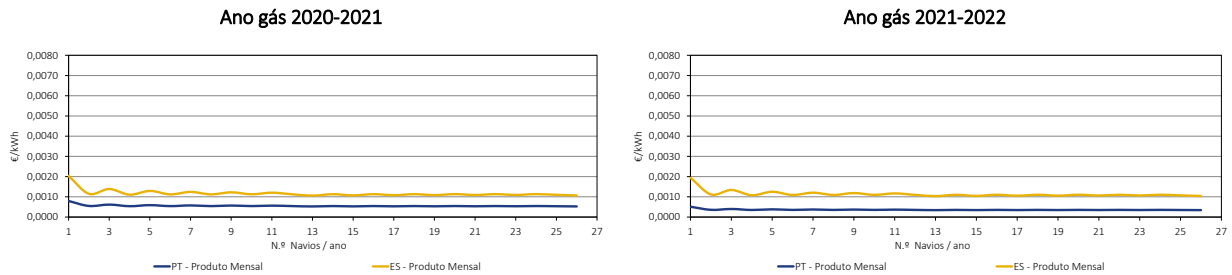
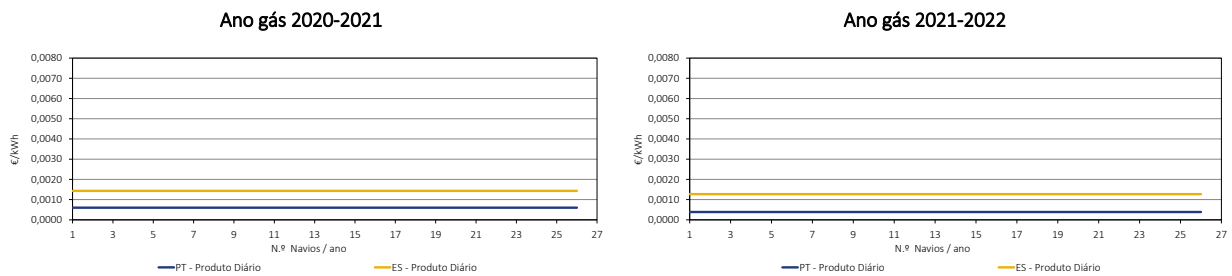


Figura 15-7 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)



Em Portugal verifica-se uma descida acentuada nos preços médios de utilização do terminal de GNL, entre o ano gás 2020-2021 e o ano gás 2021-2022, quer para o produto anual, quer para os produtos de curta duração.

Em Espanha verifica-se uma descida mínima nos preços médios de utilização do terminal de GNL, entre o ano gás 2020-2021 e o ano gás 2021-2022, para o produto anual e também para os produtos de curta duração.

De uma forma geral o terminal de GNL em Portugal torna-se ainda mais competitivo do que em Espanha, no ano gás 2021-2022, com preços médios de utilização sempre inferiores aos de Espanha.

15.2.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO ⁵⁴

Em Espanha, de acordo com o estabelecido no ponto 1 do artigo 3.º da Orden TED/1286/2020, 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 variáveis 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 e Espanha, no ano gás 2020-2021.

Quadro 15-6 - 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 (*)	0,00012215	0,00012215	0,00012215	0,00012215	0,075194
Termo de Extração (*)	0,00012215	0,00012215	0,00012215	0,00012215	0,064545
Termo de Capacidade (**)	0,000016	0,000016	0,000017	0,00001291	0,003433

(*) 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 (nas tarifas para o ano gás 2020-2021 os preços do produto anual e trimestral são iguais).

Em Espanha, de acordo com o estabelecido no ponto 2 do artigo 3.º da Orden TED/1286/2020, aplicam-se multiplicadores trimestrais, mensais, diários e intradiários aos contratos de acesso ao serviço de Armazenamento Subterrâneo, com diferenciação mensal. No Quadro 15-7 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos diferentes tipos de contrato.

⁵⁴ Toda a análise comparativa desta secção é feita para o ano gás 2020-2021 pois não se conhecem os valores das tarifas de utilização do serviço de Armazenamento Subterrâneo em Espanha, para o ano de 2022.

Quadro 15-7 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração

Mês	Produto Trimestral	Produto Mensal	Produto Diário	Produto Intradiário
Janeiro	1,0	1,3	1,6	2,4
Fevereiro		1,1	1,3	2,1
Março		1,0	1,2	1,9
Abril	1,0	1,1	1,3	2,1
Mai		1,1	1,3	2,1
Junho		1,1	1,3	2,1
Julho	1,3	1,3	1,6	2,4
Agosto		1,5	1,8	2,8
Setembro		1,6	2,0	3,0
Outubro	1,4	1,6	2,0	3,0
Novembro		1,5	1,8	2,8
Dezembro		1,5	1,8	2,8
Valor médio	1,18	1,31	1,58	2,46

Na Figura 15-8 e na Figura 15-9 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.

Na comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando o perfil de utilização referido anteriormente, verifica-se que o custo unitário do armazenamento subterrâneo em Espanha é mais vantajoso do que em Portugal, resultado de uma estrutura de custos de capacidade mais favorável em Espanha.

Figura 15-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (ano gás 2020-2021)

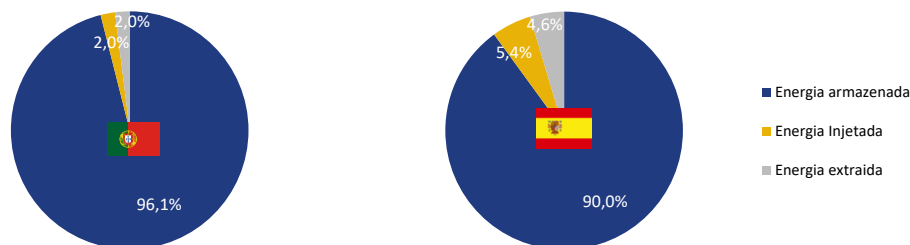
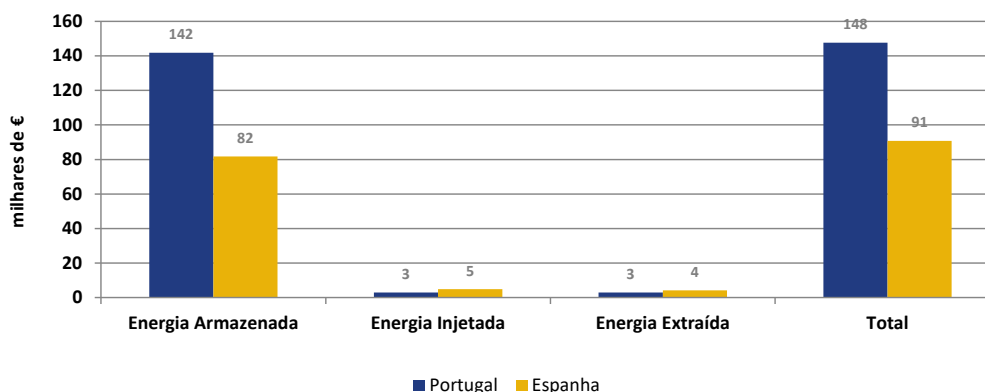


Figura 15-9 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (ano gás 2020-2021)



Da Figura 15-10 à Figura 15-13 apresenta-se a evolução dos 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 Portugal para além do produto anual são também considerados os produtos trimestral, mensal e diário. 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 15-7.

Figura 15-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual) – ano gás 2020 - 2021

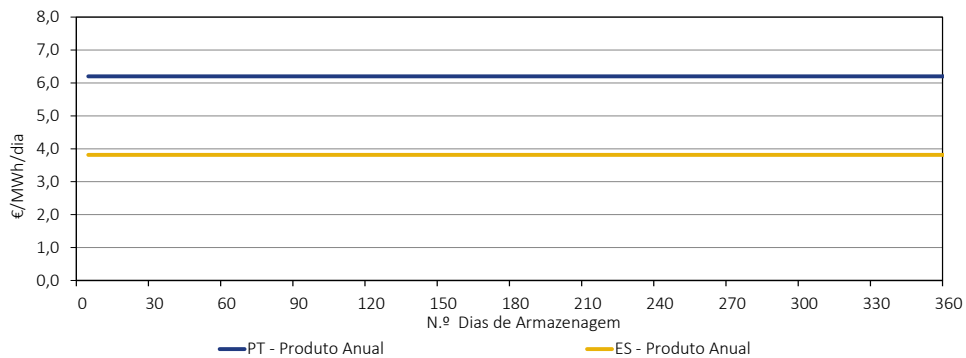


Figura 15-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral) - ano gás 2020 - 2021

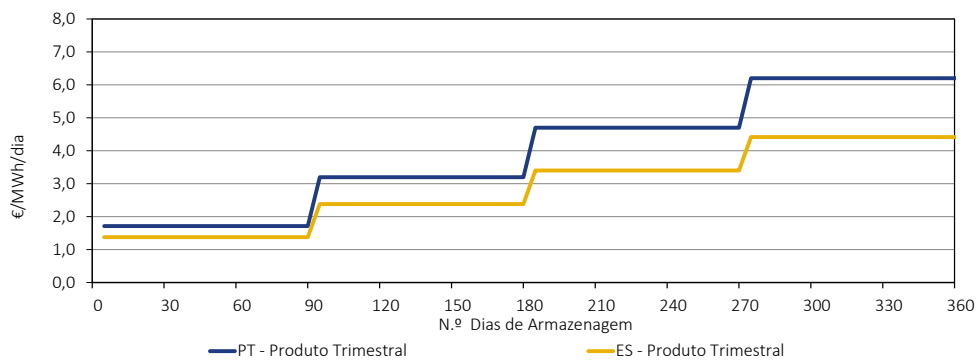


Figura 15-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal) - ano gás 2020 - 2021

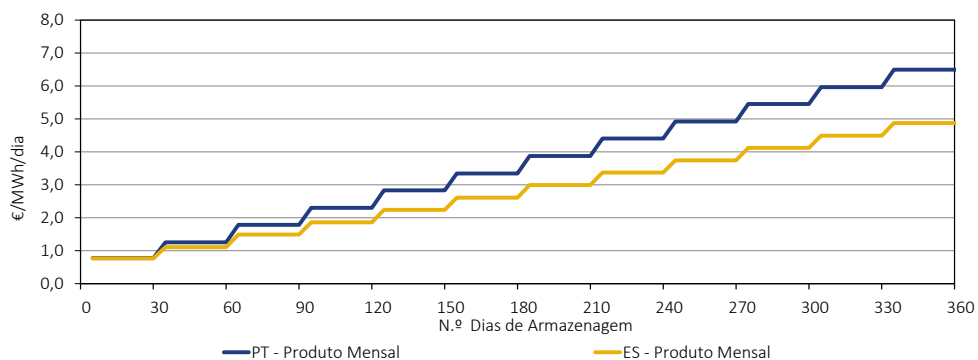
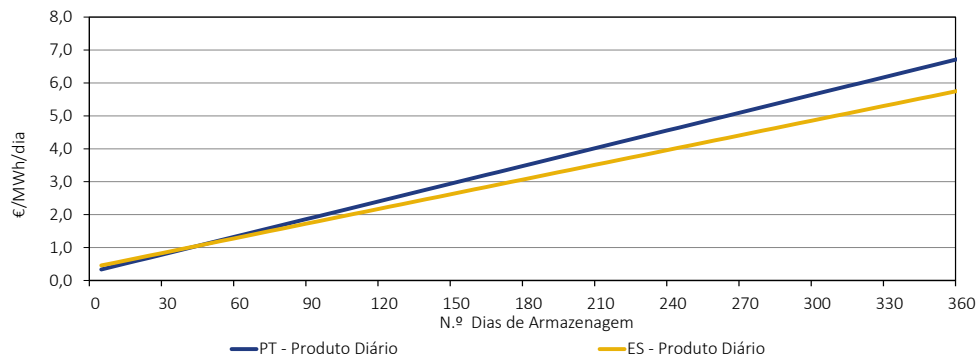


Figura 15-13 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário) - ano gás 2020 - 2021



Verifica-se que os preços de acesso ao armazenamento subterrâneo são mais vantajosos em Espanha do que em Portugal, quer para o contrato anual, quer para os contratos de curta duração.

15.2.3 TARIFA DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

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:

- Na opção de Longas Utilizações é faturada a capacidade utilizada que corresponde ao máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos doze meses;
- Na opção Flexível Anual é faturada capacidade base anual, que 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, e é também faturada a capacidade mensal adicional dos meses de verão (abril a setembro) que corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual. O preço da capacidade mensal adicional nos meses de verão (abril a setembro) é 1,5 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações.

- Na opção Flexível Mensal é faturada a capacidade mensal que corresponde ao máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura, sendo os preços diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março). O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é 1,5 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações. O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) é 3,0 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações.
- Na opção Flexível Diária é faturada capacidade diária que corresponde ao consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura, com preços diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março). O preço da capacidade diária nos meses de verão (abril a setembro) é 6,0 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações. O preço da capacidade diária nos meses de inverno (outubro a março) é 10,0 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário e a clientes em AP, para as diferentes opções tarifárias disponíveis, para o ano gás 2021-2022.

Quadro 15-8 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000313	0,00017865					
Flexível Diária	0,000313					0,00107190	0,00178650
Flexível Mensal	0,000313			0,00026798	0,00053596		
Flexível Anual	0,000313	0,00017865	0,00026798				

Quadro 15-9 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a clientes em AP

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	Capacidade Diária (abril a setembro)	Capacidade Diária (outubro a março)
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000241	0,00017865					
Flexível Diária	0,000241					0,00107190	0,00178650
Flexível Mensal	0,000241			0,00026798	0,00053596		
Flexível Anual	0,000241	0,00017865	0,00026798				

Para esta análise comparativa consideram-se, em Espanha, as tarifas de acesso 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 uso da rede 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 15-10 apresentam-se os preços da tarifa de uso da rede de transporte e de distribuição, em Espanha, propostos para o ano gás 2021-2022.

Quadro 15-10 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha

	Capacidade Contratada	Energia	Escalão de consumo
	€/((kWh/día)/ano)	€/kWh	(kWh)
RL1	3,904374	0,004227	C ≤ 5.000
RL2	2,772724	0,002882	5.000 < C ≤ 15.000
RL3	2,486745	0,002172	15.000 < C ≤ 50.000
RL4	2,310697	0,002475	50.000 < C ≤ 300.000
RL5	2,211718	0,001873	300.000 < C ≤ 1.500.000
RL6	1,473246	0,001299	1.500.000 < C ≤ 5.000.000
RL7	0,767528	0,000896	5.000.000 < C ≤ 15.000.000
RL8	0,400341	0,000634	15.000.000 < C ≤ 50.000.000
RL9	0,174899	0,000543	50.000.000 < C ≤ 150.000.000
RL10	0,154114	0,000438	150.000.000 < C ≤ 500.000.000
RL11	0,154692	0,000115	C > 500.000.000

No Quadro 15-11 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos contratos de curta duração em Espanha, propostos para o ano gás 2021-2022. Estes multiplicadores aplicam-se ao termo de capacidade contratada da tarifa de Transporte e Distribuição, de acordo com o período de duração do contrato em causa.

Importa referir que em Espanha as capacidades contratadas com prazos inferiores a 1 ano podem ser adicionadas a capacidades contratadas com prazos superiores a 1 ano, para o mesmo ponto de fornecimento, somente entre os meses de abril e setembro (período de 6 meses).

Quadro 15-11 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração

Mês	Trimestral	Mensal	Diário	Intradiário
janeiro	1,33	1,85	2,28	5,41
fevereiro	1,33	1,40	1,72	4,09
março	1,33	1,29	1,59	3,77
abril	1,03	1,03	1,26	3,00
maio	1,03	1,00	1,23	2,92
junho	1,03	1,06	1,31	3,10
julho	1,16	1,23	1,52	3,60
agosto	1,16	1,13	1,39	3,29
setembro	1,16	1,13	1,39	3,29
outubro	1,28	1,24	1,52	3,62
novembro	1,28	1,60	1,97	4,69
dezembro	1,28	1,64	2,00	4,80

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

Na Figura 15-14 e na Figura 15-15 apresentam-se os preços das tarifas de acesso à rede de transporte, em Portugal e Espanha, para diferentes valores de consumo anual e para modulações constantes de 245 dias (valor médio registado para os clientes industriais em AP, no ano gás 2019-2020 – valor real) e 210 dias (valor médio registado para os centros electroprodutores, no ano gás 2019-2020 – valor real).

Figura 15-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados à rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 245 dias)

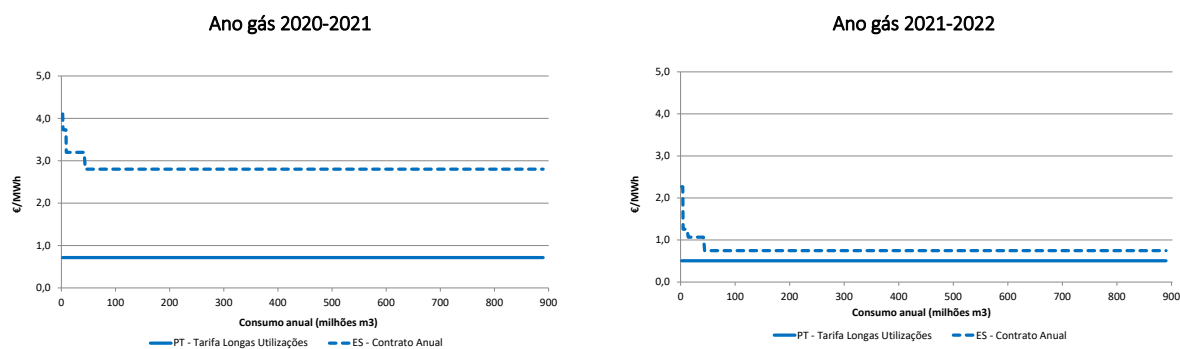
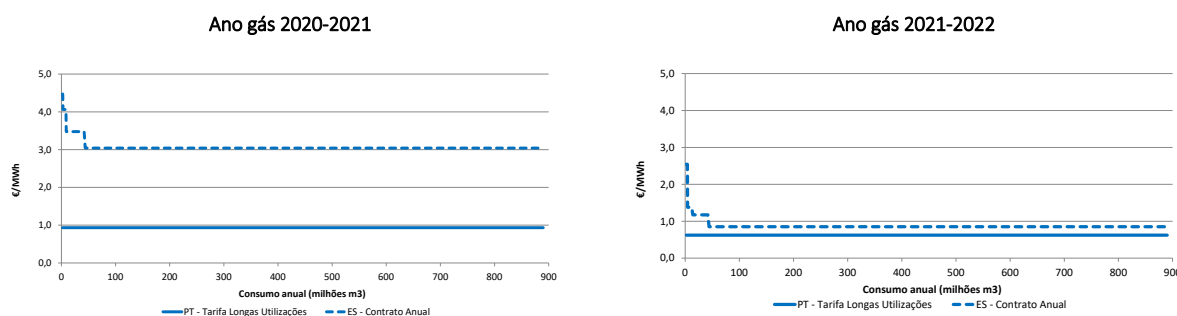


Figura 15-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados à rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 210 dias)



Verifica-se que os preços médios das tarifas de acesso às redes de alta pressão em Portugal são inferiores aos preços médios pagos em Espanha. No entanto, na comparação entre os dois anos gás, verifica-se uma descida muito acentuada dos preços médios em Espanha, com uma consequente redução de competitividade das tarifas de acesso as redes em Portugal face a Espanha.

15.2.3.2 COMPARAÇÃO DE PREÇOS EM FUNÇÃO DA MODULAÇÃO

Neste ponto comparam-se os preços médios das tarifas de acesso às redes de alta pressão, em Portugal e Espanha, para diferentes períodos de utilização da capacidade (modulação) e para os dois anos gás.

Na análise comparativa entre Portugal e Espanha são considerados dois exemplos distintos, a saber, um cliente industrial ligado em alta pressão (capacidade média anual de 4,5 GWh/dia) e um centro electroprodutor (capacidade média anual de 33 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 electroprodutor e do cliente industrial em AP, a saber:

- **Estratégia de enchimento uniforme:** 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 enchimento progressivo:** 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 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.

Em Espanha consideram-se três contratos 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 ambos os cenários de tarifas 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.

Figura 15-16 - Tarifa de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano

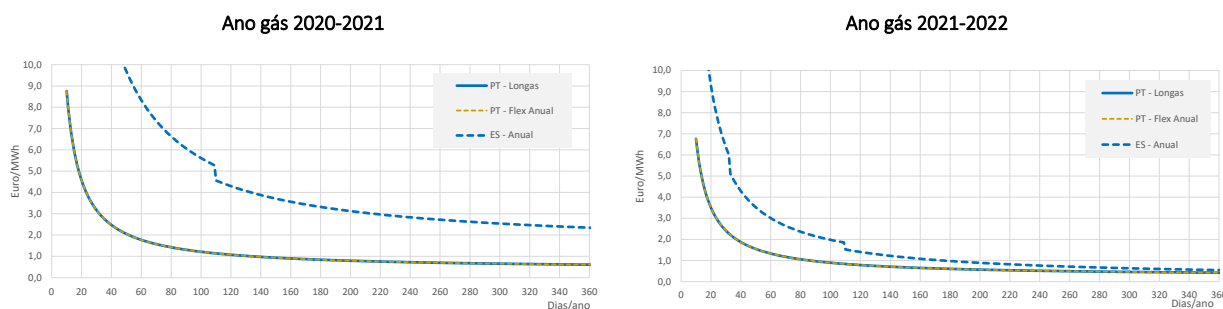


Figura 15-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo)

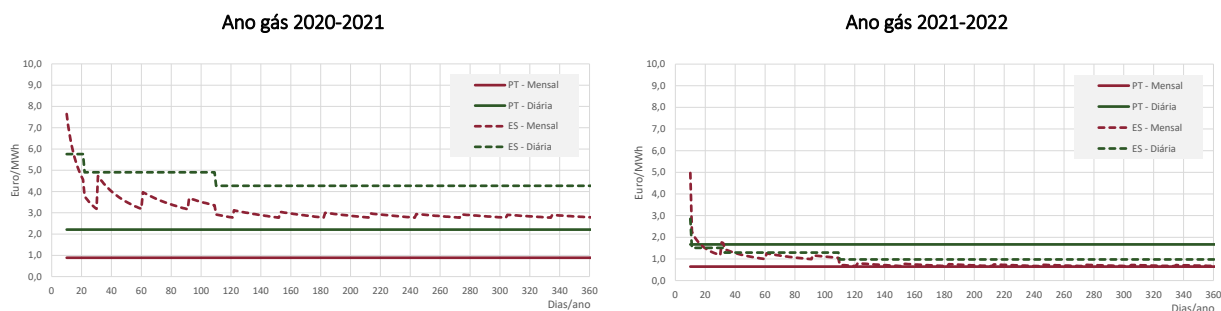
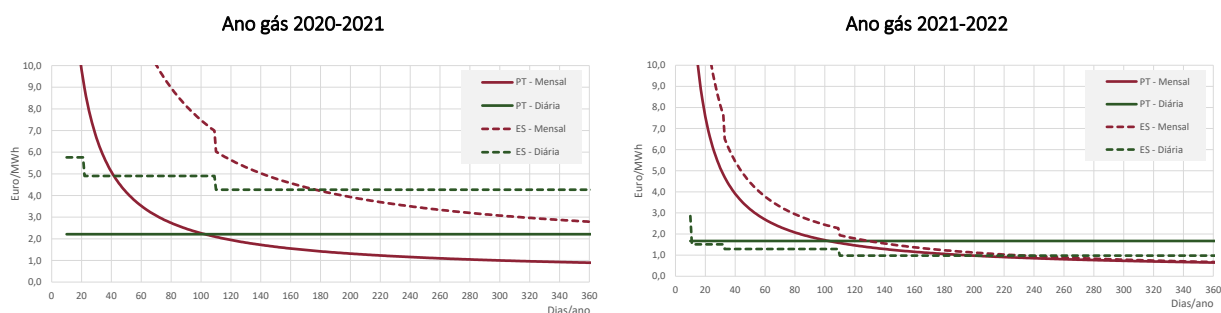


Figura 15-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)



Comparando o ano gás 2021-2022 com o ano gás 2020-2021, verifica-se que para os clientes em Alta Pressão as tarifas de acesso às redes em Portugal perdem competitividade em relação às tarifas de acesso às redes em Espanha.

Para contratos com duração superior ou igual a 1 ano as tarifas de acesso em Portugal continuam a ser mais competitivas do que em Espanha, mas as duas curvas praticamente igualam-se para modulações mais elevadas.

Para contratos mensais verifica-se que as tarifas de acesso às redes em Espanha praticamente igualam as tarifas de acesso às redes em Portugal para ambas as estratégias de utilização da capacidade e com modulações mais elevadas.

Para os contratos diários as tarifas de acesso às redes em Espanha são sempre mais competitivas do que em Portugal no ano gás 2021-2022.

Comparação de preços para centros electroprodutores, 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 electroprodutor, para os diferentes tipos de contrato e estratégias de utilização da capacidade ao longo dos 365 dias do ano.

Figura 15-19 - Tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano

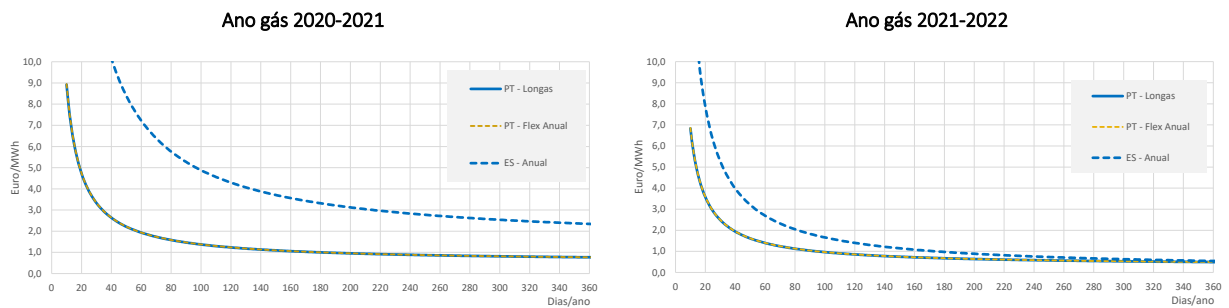


Figura 15-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo)

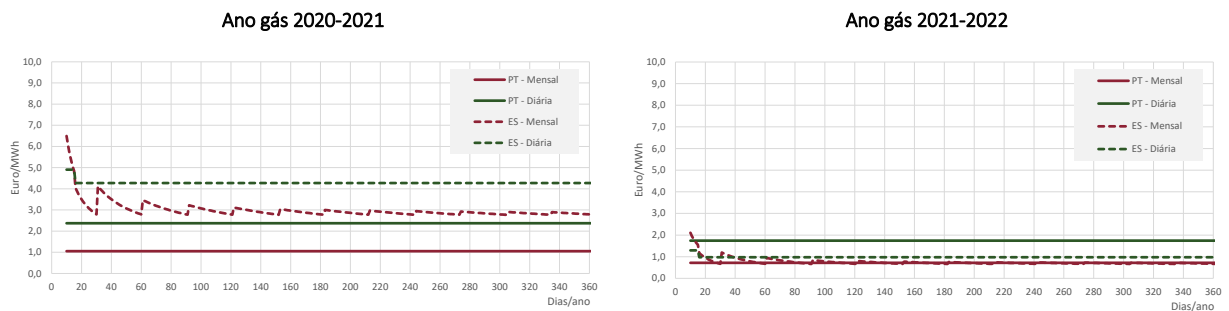
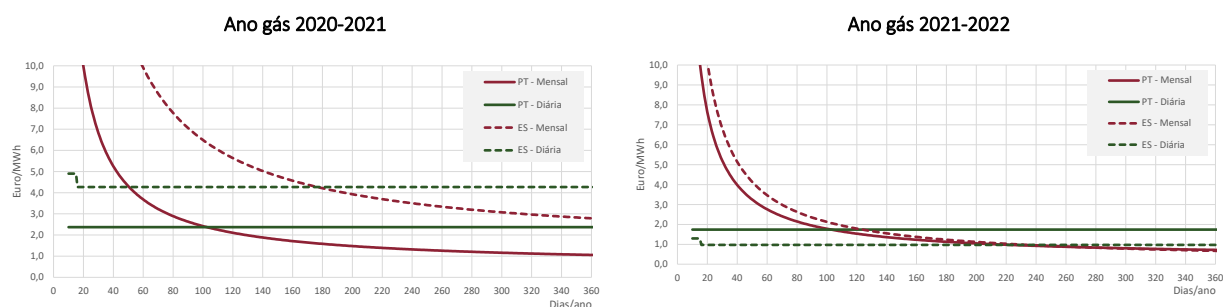


Figura 15-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)



Comparando o ano gás 2021-2022 com o ano gás 2020-2021, verifica-se que para os centros electroprodutores as tarifas de acesso às redes em Portugal perdem competitividade em relação às tarifas de acesso às redes em Espanha.

Para contratos com duração superior ou igual a 1 ano as tarifas de acesso em Portugal continuam a ser mais competitivas do que em Espanha, mas as duas curvas praticamente igualam-se para modulações mais elevadas.

Para contratos mensais verifica-se que as tarifas de acesso às redes em Espanha praticamente igualam as tarifas de acesso às redes em Portugal para ambas as estratégias de enchimento, passando a ser mais competitivas para modulações mais elevadas (enchimento uniforme).

Para os contratos diários as tarifas de acesso às redes em Espanha são sempre mais competitivas do que em Portugal.

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 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. O Quadro I - 2 apresenta o valor aplicado em maio de 2021 pelos operadores das redes, em cada Município, para os fornecimentos em BP< e BP> e MP.

No Quadro I - 3 apresenta-se, para os fornecimentos em BP<, BP> e MP, o valor médio das TOS, por unidade de energia em €/MWh e o seu **peso na fatura de acesso às redes** mensal destes clientes, considerando as tarifas de acesso às redes a vigorar no ano gás 2021-2022.

No Quadro I - 4 apresentam-se para os fornecimentos em BP<, BP> e MP, o valor médio das TOS, por unidade de energia em €/MWh e o seu **peso na fatura mensal dos clientes** (sem TOS), considerando o preço médio de venda clientes finais no ano gás 2021-2022 ⁵⁵.

⁵⁵ Os valores apresentados consideram a tarifa aditiva de venda a clientes finais (tarifas de Acesso às Redes + tarifa de Energia + tarifa de Comercialização), os consumos dos respetivos municípios e não incluem impostos.

Quadro I - 2 - Taxas de ocupação do subsolo, por Município

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Beiragás	Covilhã	0,022956	0,019720	12,975004	0,002435
Beiragás	Fundão	0,004422	0,003799	2,499607	0,000469
Beiragás	Lamego	0,006596	0,005666	3,728049	0,000700
Beiragás	Lousã	0,002552	0,002193	1,442570	0,000271
Beiragás	Viseu	-0,000040	-0,000034	-0,022418	-0,000004
Beiragás	Vila Velha de Rodão	0,000417	0,000358	0,235419	0,000044
Dianagás	Évora	0,016358	0,014053	9,245935	0,001735
Dianagás	Sines	0,012295	0,010562	6,949021	0,001304
Sonorgás	Peso da Régua	0,002199	0,001889	1,242760	0,000233
Sonorgás	Mirandela	0,002469	0,002121	1,395420	0,000262
Duriensegás	Chaves	-0,001197	-0,001028	-0,676685	-0,000127
Duriensegás	Amarante	0,006529	0,005609	3,690170	0,000692
Duriensegás	Vila Real	0,013234	0,011369	7,480103	0,001404
Lisboagás	Lisboa	0,003395	0,002916	1,918781	0,000360
Lisboagás	Sintra	0,010115	0,008689	5,717177	0,001073
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,007218	0,006201	4,079870	0,000766
Lisboagás	Azambuja	-0,000503	-0,000432	-0,284362	-0,000053
Lisboagás	Loures	0,004846	0,004163	2,739099	0,000514
Lisboagás	Mafra	0,008532	0,007330	4,822557	0,000905
Lisboagás	Odivelas	0,003960	0,003402	2,238050	0,000420
Lisboagás	Oeiras	0,004369	0,003753	2,469316	0,000463
Lisboagás	Cascais	0,011686	0,010039	6,605024	0,001239
Lisboagás	Alenquer	0,002663	0,002288	1,505193	0,000282
Lisboagás	Amadora	0,001882	0,001616	1,063532	0,000200
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	0,000887	0,000762	0,501399	0,000094
Lusitaniagás	Aveiro	0,003065	0,002633	1,732199	0,000325
Lusitaniagás	Estarreja	0,002581	0,002217	1,458717	0,000274
Lusitaniagás	Ovar	0,004040	0,003471	2,283485	0,000428
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	0,004260	0,003660	2,407975	0,000452
Lusitaniagás	Coimbra	0,006794	0,005836	3,839919	0,000721
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,000016	0,000014	0,008905	0,000002
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	0,001590	0,001366	0,898731	0,000169
Lusitaniagás	Murtosa	0,001764	0,001515	0,996763	0,000187
Medigás	Portimão	0,003284	0,002821	1,856101	0,000348
Portgás	Braga	0,000822	0,000706	0,464671	0,000087
Portgás	Esposende	0,003131	0,002690	1,769732	0,000332
Portgás	Fafe	0,001183	0,001016	0,668622	0,000125
Portgás	Gondomar	0,000691	0,000593	0,390374	0,000073
Portgás	Guimarães	0,001675	0,001439	0,946634	0,000178
Portgás	Maia	0,004794	0,004118	2,709542	0,000508
Portgás	Matosinhos	0,004083	0,003508	2,307869	0,000433
Portgás	Paços de Ferreira	0,002285	0,001963	1,291750	0,000242
Portgás	Paredes	0,001694	0,001455	0,957494	0,000180
Portgás	Penafiel	0,003777	0,003244	2,134700	0,000401
Portgás	Porto	0,001860	0,001598	1,051544	0,000197
Portgás	Póvoa Varzim	0,007714	0,006627	4,360244	0,000818
Portgás	Santo Tirso	0,003309	0,002843	1,870519	0,000351
Portgás	Trofa	-0,000144	-0,000124	-0,081442	-0,000015
Portgás	Valongo	0,007482	0,006428	4,229074	0,000794
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,000579	0,000497	0,327172	0,000061
Portgás	Vila Nova de Gaia	0,003949	0,003392	2,231935	0,000419
Portgás	Vizela	0,004018	0,003452	2,271114	0,000426
Setgás	Barreiro	0,005671	0,004872	3,205528	0,000601
Setgás	Seixal	0,009000	0,007731	5,086949	0,000955
Setgás	Almada	0,003302	0,002836	1,866180	0,000350
Setgás	Moita	0,012466	0,010709	7,046171	0,001322
Setgás	Montijo	0,006049	0,005196	3,418842	0,000642
Setgás	Palmela	0,003754	0,003225	2,121813	0,000398
Tagusgás	Cartaxo	0,026646	0,022890	15,060725	0,002826

Fonte: Área de concessão da Portgás⁵⁶, áreas de concessão do Grupo GALP⁵⁷ e área de licenciamento da Sonorgás⁵⁸.

Nota: Não inclui IVA

⁵⁶ TOS Portgás

⁵⁷ TOS Grupo Galp. A partir de março de 2021, as concessões e licenças das nove distribuidoras de gás integram a empresa Allianz Capital Partners

⁵⁸ TOS Sonorgás

Quadro I - 3 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura de acesso às redes dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura de Acesso	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura de Acesso
Beiragás	Covilhã	23,3	69,2%	5,2	69,2%
Beiragás	Fundão	4,4	13,2%	2,1	13,2%
Beiragás	Lamego	6,7	19,8%	1,5	19,8%
Beiragás	Lousã	2,6	7,8%	0,4	7,8%
Beiragás	Viseu	0,0	-0,1%	0,0	-0,1%
Beiragás	Vila Velha de Ródão	---	---	0,0	1,1%
Dianagás	Évora	16,5	49,1%	5,0	49,1%
Dianagás	Sines	12,8	37,6%	2,2	37,6%
Sonorgás	Peso da Régua	2,1	6,6%	1,8	6,6%
Sonorgás	Mirandela	2,4	7,4%	1,4	7,4%
Duriensegás	Chaves	-1,2	-3,6%	-0,5	-3,6%
Duriensegás	Amarante	6,5	19,5%	1,9	19,5%
Duriensegás	Vila Real	12,8	39,8%	4,2	39,8%
Lisboagás	Lisboa	3,3	10,2%	1,1	10,2%
Lisboagás	Sintra	10,1	30,2%	2,2	30,2%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	7,3	21,8%	0,9	21,8%
Lisboagás	Azambuja	-0,5	-1,5%	-0,1	-1,5%
Lisboagás	Loures	4,9	14,6%	0,6	14,6%
Lisboagás	Mafra	8,6	25,5%	2,2	25,5%
Lisboagás	Odivelas	4,0	11,9%	1,2	11,9%
Lisboagás	Oeiras	4,3	13,1%	1,7	13,1%
Lisboagás	Cascais	11,2	35,2%	4,6	35,2%
Lisboagás	Alenquer	2,7	8,0%	0,3	8,0%
Lisboagás	Amadora	1,9	5,7%	0,3	5,7%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	0,9	2,7%	---	---
Lusitaniagás	Aveiro	3,0	9,2%	0,0	9,2%
Lusitaniagás	Estarreja	2,5	7,7%	0,3	7,7%
Lusitaniagás	Ovar	4,0	12,1%	0,7	12,1%
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	4,2	12,8%	0,6	12,8%
Lusitaniagás	Coimbra	6,7	20,3%	2,3	20,3%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	1,6	4,8%	0,3	4,8%
Lusitaniagás	Murtosa	1,8	5,3%	1,0	5,3%
Medigás	Portimão	3,5	10,1%	1,0	10,1%
Portgás	Braga	0,8	2,5%	0,2	2,5%
Portgás	Esposende	3,1	9,4%	0,6	9,4%
Portgás	Fafe	1,2	3,5%	0,2	3,5%
Portgás	Gondomar	0,7	2,1%	0,2	2,1%
Portgás	Guimarães	1,6	5,0%	0,2	5,0%
Portgás	Maia	4,6	14,4%	0,7	14,4%
Portgás	Matosinhos	3,9	12,3%	0,8	12,3%
Portgás	Paços de Ferreira	2,3	6,8%	0,5	6,8%
Portgás	Paredes	1,7	5,1%	0,6	5,1%
Portgás	Penafiel	3,7	11,3%	0,9	11,3%
Portgás	Porto	1,7	5,6%	0,4	5,6%
Portgás	Póvoa Varzim	7,9	23,3%	2,7	23,3%
Portgás	Santo Tirso	3,3	9,9%	0,4	9,9%
Portgás	Trofa	-0,1	-0,4%	0,0	-0,4%
Portgás	Valongo	7,5	22,4%	3,1	22,4%
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,6	1,7%	0,1	1,7%
Portgás	Vila Nova de Gaia	3,9	11,8%	0,6	11,8%
Portgás	Vizela	4,0	12,1%	0,5	12,1%
Setgás	Barreiro	5,9	17,3%	1,2	17,3%
Setgás	Seixal	9,4	27,5%	1,1	27,5%
Setgás	Almada	3,4	10,0%	0,5	10,0%
Setgás	Moita	12,9	38,0%	4,2	38,0%
Setgás	Montijo	6,2	18,3%	1,0	18,3%
Setgás	Palmela	3,9	11,4%	0,5	11,4%
Tagusgás	Cartaxo	27,4	80,9%	4,3	80,9%

Nota: O município de Vila Velha de Ródão não tem clientes de BP< previstos para 2021.
O município de Arruda dos Vinhos não tem clientes de BP> e MP previstos para 2021.
Não inclui IVA

Quadro I - 4 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacto na fatura total dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total
Beiragás	Covilhã	23,3	36,5%	5,2	22,7%
Beiragás	Fundão	4,4	7,1%	2,1	9,2%
Beiragás	Lamego	6,7	10,5%	1,5	6,6%
Beiragás	Lousã	2,6	4,0%	0,4	1,7%
Beiragás	Viseu	0,0	-0,1%	0,0	0,0%
Beiragás	Vila Velha de Ródão	---	---	0,0	0,2%
Dianagás	Évora	16,5	26,0%	5,0	22,0%
Dianagás	Sines	12,8	19,3%	2,2	9,6%
Sonorgás	Peso da Régua	2,1	3,6%	1,8	7,7%
Sonorgás	Mirandela	2,4	4,1%	1,4	6,1%
Duriensegás	Chaves	-1,2	-2,0%	-0,5	-2,0%
Duriensegás	Amarante	6,5	10,5%	1,9	8,1%
Duriensegás	Vila Real	12,8	21,8%	4,2	18,6%
Lisboagás	Lisboa	3,3	5,5%	1,1	4,8%
Lisboagás	Sintra	10,1	16,2%	2,2	9,5%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	7,3	11,5%	0,9	3,9%
Lisboagás	Azambuja	-0,5	-0,8%	-0,1	-0,3%
Lisboagás	Loures	4,9	7,7%	0,6	2,8%
Lisboagás	Mafra	8,6	13,6%	2,2	9,4%
Lisboagás	Odivelas	4,0	6,3%	1,2	5,5%
Lisboagás	Oeiras	4,3	7,1%	1,7	7,5%
Lisboagás	Cascais	11,2	19,4%	4,6	20,1%
Lisboagás	Alenquer	2,7	4,3%	0,3	1,5%
Lisboagás	Amadora	1,9	3,0%	0,3	1,2%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	0,9	1,4%	---	---
Lusitaniagás	Aveiro	3,0	5,0%	0,0	1,7%
Lusitaniagás	Estarreja	2,5	4,2%	0,3	1,3%
Lusitaniagás	Ovar	4,0	6,5%	0,7	3,2%
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	4,2	6,9%	0,6	2,5%
Lusitaniagás	Coimbra	6,7	10,9%	2,3	9,9%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	1,6	2,6%	0,3	1,2%
Lusitaniagás	Murtosa	1,8	2,8%	1,0	4,5%
Medigás	Portimão	3,5	5,1%	1,0	4,4%
Portgás	Braga	0,8	1,3%	0,2	0,9%
Portgás	Esposende	3,1	5,0%	0,6	2,5%
Portgás	Fafe	1,2	1,9%	0,2	0,8%
Portgás	Gondomar	0,7	1,1%	0,2	1,0%
Portgás	Guimarães	1,6	2,7%	0,2	0,9%
Portgás	Maia	4,6	7,9%	0,7	3,1%
Portgás	Matosinhos	3,9	6,7%	0,8	3,3%
Portgás	Paços de Ferreira	2,3	3,7%	0,5	2,2%
Portgás	Paredes	1,7	2,7%	0,6	2,5%
Portgás	Penafiel	3,7	6,1%	0,9	3,9%
Portgás	Porto	1,7	3,2%	0,4	1,8%
Portgás	Póvoa Varzim	7,9	12,2%	2,7	11,9%
Portgás	Santo Tirso	3,3	5,4%	0,4	1,9%
Portgás	Trofa	-0,1	-0,2%	0,0	-0,1%
Portgás	Valongo	7,5	12,0%	3,1	13,5%
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,6	0,9%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova de Gaia	3,9	6,4%	0,6	2,7%
Portgás	Vizela	4,0	6,4%	0,5	2,3%
Setgás	Barreiro	5,9	8,9%	1,2	5,4%
Setgás	Seixal	9,4	14,1%	1,1	4,8%
Setgás	Almada	3,4	5,2%	0,5	2,0%
Setgás	Moita	12,9	19,6%	4,2	18,3%
Setgás	Montijo	6,2	9,6%	1,0	4,2%
Setgás	Palmela	3,9	5,9%	0,5	2,1%
Tagusgás	Cartaxo	27,4	42,0%	4,3	18,6%

Nota: O município de Vila Velha de Ródão não tem clientes de BP< previstos para 2021.
O município de Arruda dos Vinhos não tem clientes de BP> e MP previstos para 2021.
Não inclui IVA