

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2020-2021**

Junho de 2020

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.....	12
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	Tarifa a aplicar pelo operador da rede de transporte.....	31
5.4	Tarifa a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	33
6	PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO.....	35
7	TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR.....	39
8	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA.....	41
9	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	43
9.1	Estrutura geral da tarifa.....	43
9.2	Custos incrementais.....	46
9.2.1	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP> e BP<.....	46
9.2.2	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP.....	48
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	49
9.3.1	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Média Pressão.....	49
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	51
9.4	Opções tarifárias de acesso às redes de distribuição.....	51

10	ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>	53
10.1.1	Caracterização dos consumos e da faturação dos consumidores ligados em baixa pressão e média pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	56
10.1.1.1	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	56
10.1.1.2	Consumidores em Média Pressão com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	58
10.1.2	Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo	62
10.1.2.1	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais na fronteira de 700 000 m ³	62
10.1.2.2	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais na fronteira de 1 000 000 m ³	64
10.1.2.3	Consumidores em Média Pressão com consumos anuais na fronteira de 2 000 000 m ³	65
11	TARIFA DE ENERGIA	69
12	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	71
13	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	73
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	75
13.2	Análise da evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva	90
14	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO	93
14.1	Ofertas comerciais de gás natural em bp< no 1.º trimestre de 2020	94
14.1.1	Consumidor Tipo 1	94
14.1.2	Consumidor Tipo 2	96
14.1.3	Consumidor Tipo 3	99
14.2	Evolução das ofertas comerciais de gás natural em bp<	102
14.2.1	Consumidor Tipo 1	102
14.2.2	Consumidor Tipo 2	104
14.2.3	Consumidor Tipo 3	106
15	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA	109
15.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás	109
15.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	115
15.3	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte	119
15.3.1	Comparação de preços para modulações constantes e em função do consumo	122
15.3.2	Comparação de preços em função da modulação	123
15.3.2.1	Comparação de preços para clientes Industriais em AP, em função da modulação	125
15.3.2.2	Comparação de preços para centros electroprodutores, em função da modulação	129
	ANEXO I ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO	133

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Preço de fornecimento de gás natural no mercado regulado e no mercado liberalizado, em comparação com a cadeia de valor e as atividades reguladas.....	6
Figura 3-1 - Perfil de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função, em euros por dia	20
Figura 3-2 - Perfil de pagamento do Terminal de Sines com a nova tarifa agregada, em euros por dia	20
Figura 10-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1).....	54
Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalão de consumo	55
Figura 10-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Baixa Pressão	57
Figura 10-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão.....	57
Figura 10-5 - Curva de faturação e de preço médio dos clientes em BP com consumos anuais entre 100 000 m ³ e 1 000 000 m ³	58
Figura 10-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Média Pressão	59
Figura 10-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Média Pressão.....	59
Figura 10-8 - Curva de faturação e de preço médio dos clientes em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	60
Figura 10-9 - Consumidores em BP> com consumos anuais entre 100 000 m ³ e 1 000 000 m ³	63
Figura 10-10 - Número de consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m ³ /ano.....	63
Figura 10-11 - Benefício dos consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m ³ /ano.....	64
Figura 10-12 - Número de consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m ³ /ano.....	64
Figura 10-13 - Benefício dos consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m ³ /ano.....	65
Figura 10-14 - Consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	66
Figura 10-15 - Número de consumidores com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 2 000 000 m ³ /ano	66
Figura 13-1 - Convergência da tarifa transitória de venda a clientes finais para a tarifa aditiva em BP ≤ 10 000 m ³	76
Figura 13-2 - Preço médio em BP ≤ 10 000 m ³ , por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva	77
Figura 13-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2020-2021	78
Figura 13-4 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Beiragás)	79
Figura 13-5 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Dianagás)	80

Figura 13-6 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Duriensegás).....	81
Figura 13-7 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (EDP Gás SU)	82
Figura 13-8 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Lisboagás)	83
Figura 13-9 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Lusitaniagás)	84
Figura 13-10 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Medigás)	85
Figura 13-11 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Paxgás).....	86
Figura 13-12 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Setgás)	87
Figura 13-13 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Sonorgás).....	88
Figura 13-14 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Tagusgás).....	89
Figura 13-15 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo, até ao ano gás 2020-2021	90
Figura 13-16 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo, até ao ano gás 2020-2021.....	91
Figura 15-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha	112
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	112
Figura 15-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual).....	113
Figura 15-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	113
Figura 15-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)	114
Figura 15-6 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)	114
Figura 15-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha.....	116
Figura 15-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha.....	116
Figura 15-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)	117
Figura 15-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	117
Figura 15-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	118
Figura 15-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)	118
Figura 15-13 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados à rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 254 dias).....	122

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 269 dias).....	123
Figura 15-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração inferior a 1 ano)	125
Figura 15-16 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)	125
Figura 15-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)	126
Figura 15-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	126
Figura 15-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração inferior a 1 ano)	127
Figura 15-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)	127
Figura 15-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)	128
Figura 15-22 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	128
Figura 15-23 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal (contratos com duração inferior a 1 ano).....	129
Figura 15-24 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	129
Figura 15-25 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano).....	130
Figura 15-26 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	130
Figura 15-27 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal (contratos com duração inferior a 1 ano).....	131
Figura 15-28 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	131
Figura 15-29 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano).....	132
Figura 15-30 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	132

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 2020-2021	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 nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás 2020-2021.....	23
Quadro 5-1 - Pontos de entrada e pontos de saída da rede nacional de transporte.....	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 €/(kWh/dia) por ano	30
Quadro 5-4 - Aplicação da tarifa de URT pelo operador da rede de transporte.....	31
Quadro 5-5 - Opções tarifárias na tarifa de URT para clientes em AP	32
Quadro 5-6 - Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT	33
Quadro 5-7 - Aplicação da tarifa de URT pelos Operadores das Redes de Distribuição	34
Quadro 6-1 - Produtos de capacidade nos pontos de interface com a RNT.....	35
Quadro 6-2 - Produtos de capacidade no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo	35
Quadro 6-3 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo nas infraestruturas de AP	37
Quadro 7-1 - Alocação dos custos de Operação Logística de Mudança de Comercializador por nível de pressão.....	40
Quadro 9-1 - Custos incrementais das redes de BP	47
Quadro 9-2 - Custos incrementais de BP> e BP<	48
Quadro 9-3 - Custos incrementais de BP> e BP<	48
Quadro 9-4 - Custos incrementais das redes de MP.....	49
Quadro 9-5 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>	52

Quadro 10-1 - Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2019-2020	61
Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2020-2021	61
Quadro 10-3 - Variação do preço médio final dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	62
Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2020-2021.....	67
Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2019-2020	68
Quadro 12-1 - Estrutura dos custos médios de referência	72
Quadro 13-1 – Escalões de consumo em BP<.....	76
Quadro 15-1 - Preços da parcela de Receção de GNL.....	109
Quadro 15-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL.....	110
Quadro 15-3 - Coeficientes a aplicar nos contratos de curta duração, em Espanha	111
Quadro 15-4 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL	111
Quadro 15-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	115
Quadro 15-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário, em Portugal	120
Quadro 15-7 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a clientes finais em AP, em Portugal	120
Quadro 15-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha	121

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta (i) a estrutura das várias tarifas reguladas que são 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 entre Portugal e Espanha das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural.

Em 2019, com o início de um novo período de regulação, a ERSE revisitou os estudos que determinam as estruturas de custos das tarifas reguladas por atividade, incluindo informação atualizada ou revendo os pressupostos das metodologias. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura tarifária da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, da tarifa de Uso da Rede de Transporte e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

No ano gás 2020-2021 mantém-se a estrutura tarifária das tarifas por atividade regulada, assegurando-se estabilidade na estrutura das tarifas no período de regulação.

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.

No capítulo 2 são sistematizadas todas as atividades e tarifas reguladas no setor do gás natural 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 2020.

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. Consideram-se as tarifas atualmente em vigor em Espanha e as tarifas a vigorar em Portugal no ano gás 2020-2021.

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 Natural para o ano gás 2020-2021”.

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 natural	tarifa de Uso da Rede de Transporte	5
Distribuição de gás natural	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	9
Compra e venda de gás natural	tarifa de Energia	11
Comercialização de gás natural	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 permitidos por atividade (secção 2.4), dadas as previsões de quantidades a faturar.

2.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

No Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação vigente, 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 por aditividade tarifária 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 natural.

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 natural assim como a comercialização de gás natural, 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, resultando em 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 natural 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 é 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 aplicáveis a consumidores.

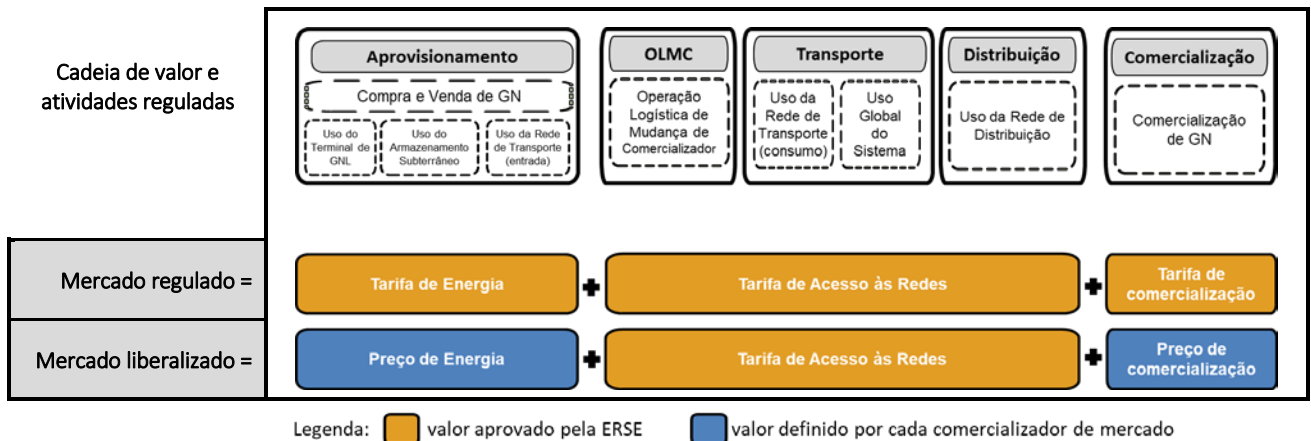
Em alternativa à contratação do fornecimento de gás natural através de comercializadores, os clientes podem registar-se diretamente como agentes de mercado, pagando a tarifa de Acesso às Redes, negociando bilateralmente com os fornecedores de gás natural o preço de gás e pagando o acesso das infraestruturas 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 fornecimento ² de gás natural entende-se o pagamento de todos os valores necessários ao fornecimento de gás natural 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 natural 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 natural, 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 natural, 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 natural 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 natural no sistema e na Compra e Venda de gás natural. As tarifas a pagar pela introdução de gás natural 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 natural integra para além da aquisição de gás natural também o método de aprovisionamento para introduzir o gás natural 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 natural e reflete a estrutura comercial necessária ao fornecimento de gás natural, 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 natural 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 natural 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 natural. 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 natural, 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 30/2006, na redação vigente, 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 Natural (SNGN)».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 natural.

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

Em vez de utilizar dados reais para determinar os custos incrementais médios de longo prazo é igualmente possível aplicar o conceito de **custos nivelados**. Este conceito é normalmente aplicado para investimentos em infraestruturas, concentrados no tempo, existindo inicialmente um excesso de capacidade instalada. Os custos nivelados são determinados pelo quociente entre o (i) valor atualizado dos custos de capital e dos custos de operação e manutenção durante o tempo de vida útil e a (ii) procura de projeto que é possível satisfazer. Este custo nivelado de médio e longo prazo está mais associado às quantidades de procura previstas em fase de projeto, do que à procura efetivamente ocorrida, pois é a máxima procura prevista que o justifica.

Por fim, importa referir que no caso da atividade de transporte de gás natural é aplicada desde o ano gás 2019-2020 uma metodologia de preço de referência para determinar as tarifas de Uso da Rede de

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

Transporte, utilizando como indutores de custos as distâncias entre pontos da rede e as capacidades de gás natural em cada ponto como medidas de alocação de custos a cada utilizador.¹⁰

2.4 DETERMINAÇÃO DAS TARIFAS

O Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação vigente, 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 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

¹⁰ Ver a secção 5 para mais detalhes.

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 a capacidade de receber anualmente 59 navios (89 TWh/ano = 243 GWh/dia) com um caudal de descarga do navio de 10 000 m³GNL/h.
- Armazenagem de GNL em 3 tanques, com uma capacidade total de 390 000 m³ GNL (2 tanques de 120 000 m³ GNL e 1 tanque de 150 000 m³ GNL) e 370 000 m³ GNL de capacidade útil (≈ 2,6 TWh).
- Regaseificação e emissão de gás natural com uma capacidade máxima de emissão para a RNT de 229 GWh/dia.
- Carregamento de camiões cisterna com 3 baías de enchimento, com a capacidade de carregamento de 36 camiões cisterna de GNL por dia (13 140 camiões/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 aos vários serviços prestados no 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

Serviço	Preço capacidade de armazenamento contratada	Preço energia regaseificada	Preço energia recebida	Preço capacidade de regaseificação contratada	Preço termo fixo camiões	Aplicação
Receção	-	-	✓	-	-	-
Armazenamento	P	-	-	-	-	-
Regaseificação	-	✓	-	P	-	Regaseificação de GNL
	-	-	-	-	✓	Carregamento GNL
Agregado	-	✓	-	P	-	

Nota: P = Preços diferenciados segundo o produto de capacidade

Os utilizadores podem contratar estes serviços individualmente ou agregados.

Para o serviço de receção de GNL considera-se um preço de energia, aplicável à energia recebida no terminal sob a forma líquida (GNL), a partir do transporte marítimo, definido em euros por kWh.

Para o serviço de armazenamento de GNL consideram-se preços de capacidade de armazenamento contratada, aplicáveis à capacidade de armazenamento contratada com diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), definidos em euros por (kWh/dia)/mês ou euros por (kWh/dia)/dia.

Para o serviço de regaseificação de GNL consideram-se preços de capacidade de regaseificação contratada, aplicáveis à capacidade de regaseificação contratada das entregas à RNTGN em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário), definidos em euros por (kWh/dia)/mês ou euros por (kWh/dia)/dia. Para o serviço de regaseificação de GNL considera-se ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificado, definido em euros por kWh.

Para o serviço de carregamento de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas de GNL considera-se um preço fixo, aplicável ao carregamento de camiões cisternas, definido em euros por camião.

Para o serviço agregado consideram-se preços de capacidade de regaseificação contratada aplicáveis à capacidade de regaseificação contratada das entregas à RNTGN em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário), definidos em euros por (kWh/dia)/mês ou euros por (kWh/dia)/dia. Para este serviço considera-se ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificado, 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

Serviço	Variáveis de faturação	Definição
Receção	Energia recebida (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo.
Armazenamento	Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	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 de armazenamento contratada refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia.
	Preço capacidade de regaseificação contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	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.
Regaseificação	Energia regaseificada (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural entregue na RNTGN, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte.
	N.º camiões	Número de carregamentos de camiões cisterna.
Agregado	Preço capacidade de regaseificação contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	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.
	Energia regaseificada (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural entregue na RNTGN, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte.

Os preços dos produtos de capacidade com um prazo inferior a um ano são relacionados com os 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 GNL	Produto trimestral	Produto mensal	Produto diário	Produto intradiário
Capacidade de regaseificação contratada	1,3	1,5	2,0	2,2
Capacidade de armazenamento contratada	1,0	1,0	1,0	

Dada a ausência de congestionamentos na infraestrutura justifica-se a adoção de multiplicadores superiores a 1 nos produtos de curto prazo na variável de capacidade de regaseificação contratada, no entanto, não deve ser negligenciada a importância de oferecer flexibilidade aos comercializadores entrantes.

O preço do produto trimestral da variável de capacidade de regaseificação contratada é obtido pelo produto do multiplicador com valor 1,3 ao preço do produto de referência anual. O produto mensal da variável de capacidade de regaseificação contratada 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 e 2,2, respetivamente, ao preço do produto de referência anual.

Os produtos de curto prazo da capacidade de armazenamento contratada 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 2020-2021 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 no 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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O RT prevê igualmente que estes fatores de escala possam ser diferenciados por variável de faturação.

Para o ano gás 2020-2021, 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. O máximo dos dois valores é o preço do armazenamento subterrâneo, sendo aplicado um fator de escala igual a 1,4. O preço de energia do serviço de receção de GNL, os preços de capacidade e de energia do serviço de regaseificação de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 1,0, aos respetivos custos incrementais, por forma a obter os proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O custo incremental da função de carregamento dos camiões cisterna é um valor reduzido (46,39 €/camião), sendo escalado com um fator de 3,8, por forma a aproximar este preço dos valores praticados em Espanha (aproximadamente 320 €/camião).

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 2020-2021.

Quadro 3-4 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2020-2021

Custo incremental Tarifa de Uso do Terminal		Ano gás 2020/2021
Energia Recepção	€/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 fixo carga camiões cisterna	€/camião	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 naturais 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) pelo aprovisionamento ser efetuado de forma discreta e com grandes indivisibilidades devido à dimensão dos navios metaneiros e, por outro lado, (ii) pela regaseificação e injeção de gás natural na rede de transporte 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 natural 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 GNL no terminal.

Adicionalmente a Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro, 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 SNGN. A nova modalidade de atribuição de capacidade, designada por Mecanismo de Continuidade, 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.

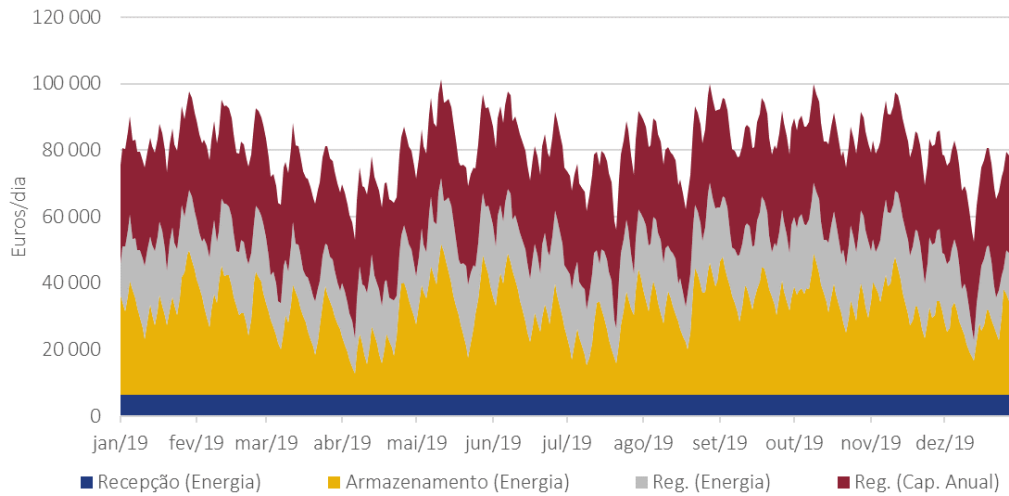
Este mecanismo carece para a sua aplicação da publicação dos preços dos produtos/serviços que permitem a sua utilização pelos utilizadores da infraestrutura. O RT previu no n.º 3 do artigo 38.º, a possibilidade dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, 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 produto/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, energia regaseificada e capacidade contratada de regaseificação.

Para o ano gás 2020-2021, 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 39% 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 61% 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.

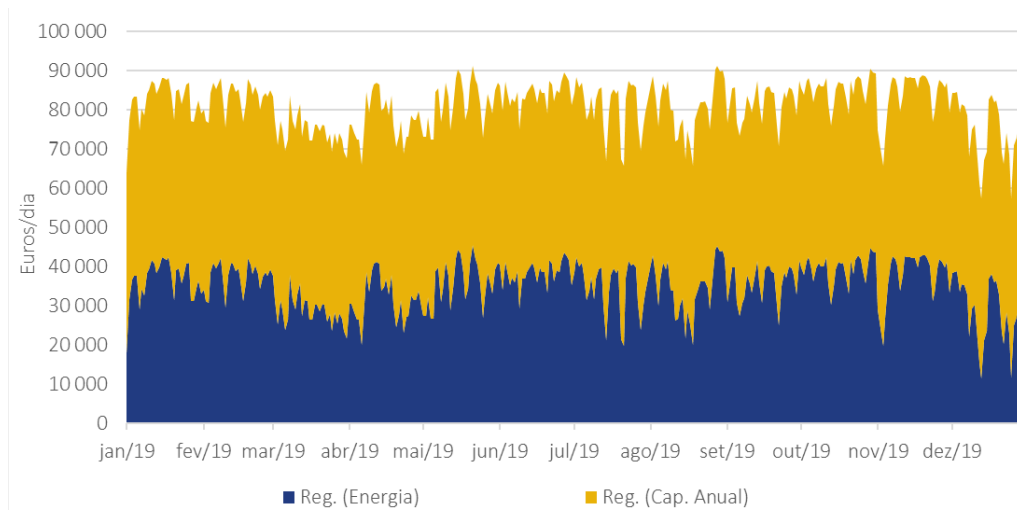
Considerando a procura para o ano gás 2020-2021, apresentada no documento da “Caracterização da procura para 2020-2021”, apresenta-se na Figura 3-1 o perfil de pagamento do terminal considerando o pagamento dos diferentes serviços de receção, armazenamento de GNL e regaseificação, em separado.

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



Considerando a energia de regaseificação e a capacidade contratada de regaseificação para o ano gás 2020-2021, apresentada no documento da “Caracterização da procura para 2020-2021”, 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 de pagamento do Terminal de Sines com a nova tarifa agregada, em euros por dia



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 Natural, nos termos definidos no RT.

O Armazenamento Subterrâneo de gás natural pode ser caracterizado como:

- 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 de armazenamento contratada, definido em euros por (kWh/dia)/mês ou 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 natural.
Energia extraída (kWh)	Quantidade de energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás natural.
Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/mês) ou (euros por (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.

A expansão de capacidade de armazenamento permite a utilização do armazenamento 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 estratégicas 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 nos produtos do Armazenamento Subterrâneo, nomeadamente para os produtos 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 de armazenamento contratada	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, no entanto, 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 e extração de gás para/do Armazenamento Subterrâneo e capacidade de armazenamento de gás natural. No ano gás 2020-2021 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 no período de regulação.

Para o ano gás 2020-2021, adotam-se fatores de escalamento diferenciados por serviço (injeção/extração e armazenamento). Os preços energia de injeção/extração de gás foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 3,5 aos custos incrementais de injeção/extração e o preço de capacidade de armazenamento foi calculado através da aplicação de um fator de escala de 6,9 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 nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, para o ano gás 2020-2021.

Quadro 4-3 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás 2020-2021

Custos nivelados Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo		Ano gás 2020/2021
Energia injetada	€/kWh	0,00003532
Energia extraída	€/kWh	0,00003532
Capacidade de armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00000236

5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no RT, 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 natural, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados.¹²

5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de URT 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 rede de transporte. 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 (RNT).

Quadro 5-1 - Pontos de entrada e pontos de saída da rede nacional de transporte

Pontos de entrada	VIP Ibérico
	Terminal de GNL em Sines
	Armazenamento subterrâneo no Carriço
Pontos de saída	VIP Ibérico
	Terminal de GNL em Sines
	Armazenamento subterrâneo no Carriço
	Clientes em Alta Pressão
	Operadores das redes de distribuição
	UAG (propriedade de clientes)

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

A tarifa de URT é paga por dois tipos de utilizadores. Em primeiro lugar, a tarifa de URT é paga por todos os **clientes finais de gás natural**, nomeadamente clientes ligados em Alta Pressão, clientes ligados

¹² 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 2020-2021 está no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural”.

indiretamente ao transporte através dos operadores das redes de distribuição e clientes com unidades autónomas de gás (UAG) que sejam propriedade desses clientes. Para estes utilizadores o valor da tarifa de URT está **incluído no valor da tarifa de Acesso às Redes**. Este pagamento está relacionado com a **saída** da RNT. 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 (entenda-se saída como exportação de gás natural), 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 RNT.

No que respeita à faturação, a tarifa de URT é cobrada por dois operadores distintos, designadamente pelo (i) Operador da Rede de Transporte e (ii) pelos Operadores das Redes de Distribuição. Por um lado, a tarifa de URT é aplicada pelo **Operador da Rede de Transporte** 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 dos pontos de saída da RNT que não requerem a contratação antecipada de capacidade (clientes em AP, operadores das redes de distribuição, UAG em propriedade de clientes). Por outro lado, a tarifa de URT é aplicada pelos **Operadores das Redes de Distribuição** (ORD) aos utilizadores situados na saída da rede nacional de distribuição (RND), designadamente os clientes em Média Pressão (MP) e os clientes em Baixa Pressão (BP). Os clientes em MP e em BP devem pagar a tarifa de URT uma vez que também utilizam a rede de transporte. O Quadro 5-2 resume a aplicação da tarifa de URT aos vários utilizadores da rede de transporte.

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

	Utilizador da Rede de Transporte	Aplicado pelo Operador da Rede de Transporte	Aplicado pelo Operador da Rede de Distribuição
Entrada na RNT	VIP Ibérico	Pago pelo agente de mercado na contratação de capacidade	Não aplicável
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
Saída da RNT	VIP Ibérico		
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
	Clientes em Alta Pressão	Incluído na Tarifa de Acesso às Redes	
Operadores das redes de distribuição			
UAG (propriedade de clientes)			
Saída da RND	Clientes em Média Pressão	Não aplicável	Incluído na Tarifa de Acesso às Redes
	Clientes em Baixa Pressão		

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.

5.2 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão¹³, de 16 de março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (adiante “Código de Rede de Tarifas”), as tarifas de transporte devem basear-se numa metodologia de preço de referência.

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

¹³ Regulamento europeu disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0460&from=EN>.

No seguimento do processo de consulta pública obrigatória¹⁴, a ERSE publicou a 18 de março de 2019 a sua decisão fundamentada, nos termos do Código de Rede de 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 CWD¹⁵), definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, cuja aplicação é opcional embora de apresentação obrigatória para efeitos comparativos.

A **metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade** (metodologia CWD modificada) 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**¹⁶ 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**¹⁷ 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 Código de Rede de 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 utiliza a rede de transporte 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 Código de

¹⁴ Processo de consulta periódica previsto nos artigos 26.º, 27.º e 28.º do Código de Rede de Tarifas. Toda a documentação sobre a Consulta Pública da ERSE n.º 66 encontra-se na [página](#) da ERSE.

¹⁵ Abreviatura para o nome em inglês (CWD – ‘capacity weighted distance’).

¹⁶ 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.

¹⁷ 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).

Rede de Tarifas 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 Código de Rede de 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 Código de Rede de 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 Código de Rede de 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 RNT 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 Código de Rede de Tarifas. Os multiplicadores devem respeitar as regras previstas nos artigos 13.º e 14.º do Código de Rede de Tarifas. Os preços obtidos com esta etapa designam-se por preços pré-escalamento, e mantêm-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 Código de Rede de 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.¹⁸ 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 €/(kWh/dia) por ano

	Ponto da RNT	Preço pré-escalamento €/(kWh/dia) por ano
Entrada	VIP Ibérico	0,10843
	Terminal de GNL em Sines	0,09987
	Armazenamento subterrâneo no Carriço	0,00000
Saída	VIP Ibérico	0,02380
	Terminal de GNL em Sines	0,00000
	Armazenamento subterrâneo no Carriço	0,00000
	Clientes em Alta Pressão	0,19139
	Operadores das redes de distribuição	0,19139
	UAG (propriedade de clientes)	0,19139

Os fatores de escalamento multiplicativos para o ano gás 2020-2021, a aplicar aos preços pré-escalamento do Quadro 5-3, são de 0,319 para os pontos de entrada e de 0,438 para os pontos de saída, respetivamente. Ambos os fatores são inferiores à unidade principalmente devido ao nível dos proveitos permitidos do ORT para o ano gás 2020-2021, mais baixo do que no ano gás anterior.¹⁹

¹⁸ 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.

¹⁹ 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 TARIFA A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de URT é aplicada pelo ORT aos seus utilizadores nos pontos de fronteira com a RNT, 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 - Aplicação da tarifa de URT pelo operador da rede de transporte

	Utilizador da Rede de Transporte	Observações	Variável de faturação
Entrada	VIP Ibérico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidade contratada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade 	Capacidade contratada (kWh/dia)
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
Saída	VIP Ibérico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tarifa de URT representa o preço de reserva nos processos de atribuição de capacidade 	Capacidade contratada (kWh/dia)
	Terminal de GNL em Sines	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preço depende do tipo de produto (capacidade firme ou interruptível) e do horizonte temporal (plurianual, anual, trimestral, mensal, diário ou intradiário) 	
	Armazenamento subterrâneo		
	Cientes em Alta Pressão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes ▪ Disponível em diferentes opções tarifárias 	Capacidade utilizada (kWh/dia)
	Operadores das redes de distribuição	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes ▪ Aplicado aos ORD como instrumento para estes transferirem para o ORT valores pagos pelos clientes ligados em MP e BP 	
	UAG (propriedade de clientes)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes ▪ 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 	

Nos casos de aplicação 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.

Nos casos de aplicação 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 com a RND) 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 clientes²⁰.

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 - Opções tarifárias na tarifa de URT para clientes em AP

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 mês
Flexível anual	<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.	EUR / (kWh/dia), por mês
	<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.	EUR / (kWh/dia), por mês
Flexível mensal	<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).	EUR / (kWh/dia), por mês
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).	EUR / (kWh/dia), por dia

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.

²⁰ 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 €/kWh, de acordo com um fator de modulação a publicar pela ERSE.

Atualmente a necessidade de flexibilidade é menor devido ao nível de consumos que se verifica e que se perspetiva no sistema de gás natural, pelo que importa incentivar a contratação de mais longo prazo, nomeadamente na opção de longas utilizações, aportando maior estabilidade ao sistema e protegendo o interesse dos consumidores.

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

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 15.3.

5.4 TARIFA A APLICAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A tarifa de URT é aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição aos clientes ligados às redes de distribuição em MP e BP. Estes devem pagar a tarifa de URT uma vez que utilizam a rede de transporte a montante: o gás natural que chega aos clientes em MP e em BP tem de passar necessariamente pela rede de transporte antes de entrar na rede de distribuição.

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 ORD através do pagamento da tarifa de URT aplicada pelo ORD aos ORD. O Quadro 5-4 indica a variável de faturação na tarifa de URT aplicada pelos ORD, bem como observações complementares.

Quadro 5-7 - Aplicação da tarifa de URT pelos Operadores das Redes de Distribuição

Utilizador da Rede de Transporte	Observações	Variável de faturação
Cientes em Média Pressão (MP)	▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes	Energia
Cientes em Baixa Pressão (BP)	▪ Disponível em diferentes opções tarifárias	(kWh)

Conforme decorre do RT, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo. Por esta razão o preço da tarifa de URT, em EUR/kWh, é diferente entre a Média Pressão e a Baixa Pressão.²¹

²¹ 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

Nas infraestruturas de Alta Pressão do SNGN (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.

O Quadro 6-1 apresenta os produtos de capacidade nos pontos de interface com a RNT.

Quadro 6-1 - Produtos de capacidade nos pontos de interface com a RNT

Tipo de ponto	Designação do ponto	Produto de capacidade
Entrada	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	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

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

O Quadro 6-2 apresenta os produtos de capacidade no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo, por serviço.

Quadro 6-2 - Produtos de capacidade no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo

Tarifa por atividade	Serviço	Produto de capacidade
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	Armazenamento de GNL	A, T, M, D
	Regaseificação	A, T, M, D, ID
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	Armazenamento	A, T, M, D

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

Os preços dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os 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 a sua fatura.

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 da capacidade. 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.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade 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, estabelece limites para os multiplicadores dos produtos de curto prazo para a atividade de transporte:

- Para os produtos mensal e trimestral o multiplicador deve ser superior a 1 e inferior a 1,5.
- Para os produtos diário e intradiário o multiplicador deve ser superior a 1 e inferior 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 nos quadros seguintes os multiplicadores para os produtos de capacidade de curto prazo, disponíveis nas infraestruturas de Alta Pressão, que se mantêm constantes desde o ano gás 2017-2018.

Quadro 6-3 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo nas infraestruturas de AP

	USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada e ponto de saída)	
	Multiplicadores	
Fronteira com a RNT	Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)	
	Produto trimestral	1,3
	Produto mensal	1,5
	Produto diário	2,0
	Produto intradiário	2,2
	Terminal GNL	
	Produto trimestral	1,3
	Produto mensal	1,5
	Produto diário	2,0
	Produto intradiário	2,2
	Carricho Armazenagem	
	Produto diário	1,0
	Produto intradiário	1,1
Terminal de GNL	SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	
	Produto trimestral	1,0
	Produto mensal	1,0
	Produto diário	1,0
	SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	
	Produto trimestral	1,3
	Produto mensal	1,5
	Produto diário	2,0
	Produto intradiário	2,2
Armazenamento Subterrâneo	CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	
	Produto trimestral	1,00
	Produto mensal	1,05
	Produto diário	1,10

No caso das interligações internacionais 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.

7 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Até ao ano gás 2017-2018, o custo da atividade de mudança de comercializador no setor do gás natural foi repercutido através da tarifa de Uso Global do Sistema, uma vez que esta atividade estava transitoriamente atribuída ao operador da rede de transporte (REN Gasodutos). O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de operação logística de mudança de comercializador (OLMC) de eletricidade e gás natural.

Decorrente deste novo enquadramento, no ano gás 2018-2019, a atividade do OLMC passou a ser executada por uma entidade diferente do operador da rede de transporte, introduzindo-se uma nova tarifa, visando a explicitação e clarificação da separação desta atividade da atividade de uso global do sistema.

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 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).

As diferentes tarifas por atividade do setor do gás natural devem refletir os custos dessas atividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados. Considerando as características das atividades relativas ao OLMC, o custo mais relevante está associado à plataforma informática que deve estar dimensionada para responder ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás natural).

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte é composta por um preço de capacidade utilizada, definido em euros por kWh/dia, por mês. Este preço é diferenciado entre as entregas em AP e as entregas nas redes de distribuição.

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador 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 pelos operadores das redes de distribuição é composta por um termo fixo, definido em euros por mês. Este preço não apresenta diferenciação por nível de pressão.

A repercussão dos custos da atividade de OLMC na AP, através de preços de capacidade utilizada, é efetuada garantindo-se a inexistência de subsídio cruzada entre níveis de pressão. Para tal, os custos totais a recuperar são repartidos por cada nível de pressão em função do número de clientes²², conforme apresentado no Quadro 7-1.

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

	CLIENTES	PROVEITOS A RECUPERAR
	#	€
AP	20	6
MP	447	138
BP>	5 057	1 559
BP<	1 543 883	475 953
Total	1 549 407	477 655

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. Os preços de capacidade utilizada aplicados pelo operador da rede de transporte às entregas em AP têm que recuperar as respetivas receitas apresentadas no quadro acima.

²² O termo de capacidade da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador é convertido para um termo fixo.

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 natural 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 natural 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 natural a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural 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 natural consiste na veiculação de gás natural 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 Natural (RNDGN).

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 natural: Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.

Cabe ao operador da rede de distribuição, na respetiva área de concessão, assegurar condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço na operação da rede, e gerir os fluxos de gás natural, 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 natural, 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 natural 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^{>23}, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP^{<24}, 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 subsidiações 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 natural 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 mês.

²³ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

²⁴ 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 fixo**, definido em euros por mês (ou 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 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 natural.

Os custos da atividade de distribuição de gás natural 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 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 natural 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 do 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 2020-2021 preserva a mesma estrutura de custos incrementais nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2019-2020, 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 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

Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (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, que dependem do consumo anual do cliente (série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos) e da sua distância à rede de transporte em AP. Como apresentado no documento de “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”, a fórmula geral do desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos definidos na equação (1):

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

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

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{12}{129} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right]_{AG\ 2019/2020} = 0,001984 \text{ (€/kWh)}$$

$$C_{d1} = 0,116830 \times (299\ 840 \times d) = 35\ 030 \times d \text{ (€)}$$

$$C_{d2} = 0,116830 \times 338\ 920 = 39\ 596 \text{ (€)}$$

Assim, para o ano gás 2020-2021 o desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, considera a modulação real (238 dias/ano) dos atuais consumidores beneficiários deste desconto.

O desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos definidos na equação (2):

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,001984 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W} \quad (2)$$

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.

Uma vez atribuída a tarifa de Acesso às Redes opcional em MP o desconto aplicável nos anos subsequentes será o aprovado pela ERSE, devendo ser atualizado, pelo respetivo Operador da Rede de Distribuição, o consumo anual W que define o desconto em €/kWh a aplicar à tarifa de Acesso às Redes.

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

Com efeito, na ausência da regra, os consumidores fisicamente ligados às redes de gás natural em MP ou em BP ponderam a ligação física às redes de gás natural em AP, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores. Os investimentos nas redes de distribuição em MP e BP que deixariam de ser utilizadas, em resultado da redução da procura em MP e em BP, continuariam a ser suportados pelos restantes consumidores em MP e em BP, situação com impactes nas tarifas de Acesso às Redes destes níveis de pressão. Adicionalmente, os novos investimentos em AP representariam custos adicionais para os consumidores que optassem pela ligação física em AP. Concluindo, a mesma procura seria satisfeita com maiores custos para todos.

Assim, 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 e BP e com consumos anuais superiores a 10 000 000 m³.

9.3.2 LIMITE 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 26.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 natural 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 2020-2021 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 2020-2021 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-5 - 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 clientes de dimensão semelhante.

No ano gás 2019-2020 deixou de existir um preço de energia na tarifa de Acesso às Redes em AP, devido à eliminação do preço de energia e dos 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 2019²⁵, nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do Código de Rede de Tarifas²⁶.

As tarifas de Acesso às Redes em MP e BP> 10 000 m³/ano de longas utilizações e de curtas utilizações apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

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

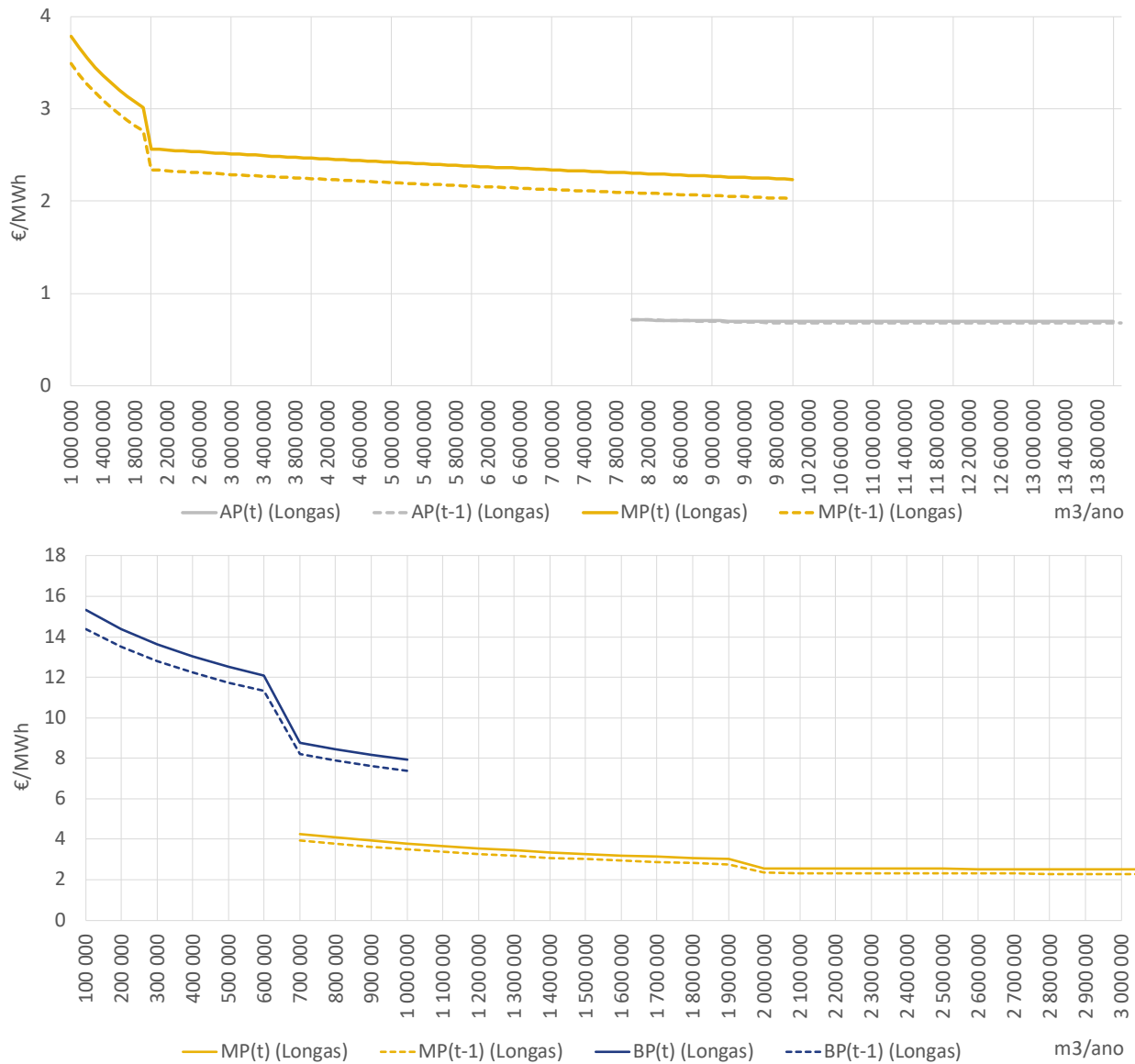
A Figura 10-1 ilustra os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> no ano gás 2019-2020 e no ano gás 2020-2021, sendo possível observar que nas tarifas a vigorar no ano gás 2020-2021 os diferenciais de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP apresentam um ligeiro acréscimo. Este acréscimo no diferencial de preços é resultado da descida significativa da tarifa de Uso da

²⁵ Pode consultar a decisão fundamentada da ERSE [aqui](#).

²⁶ 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.

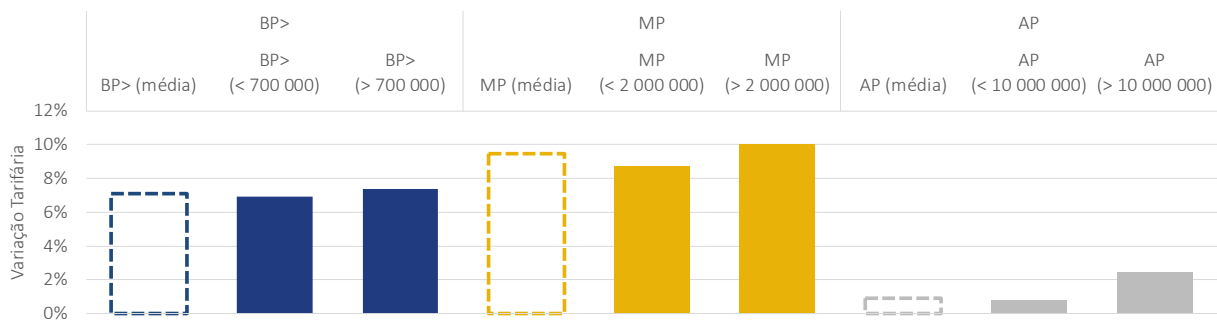
Rede de Transporte, que tem um maior peso na fatura de Acesso dos consumidores de AP, e do acréscimo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, aumentando a descontinuidade em MP.

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



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



A introdução dos escalaões de consumo nas tarifas de acesso às redes resulta em que os consumidores com consumos anuais localizados no 2.º escalaão de consumo de cada nível de pressão (consumos superiores), observem aumentos tarifários superiores aos consumidores localizados no 1.º escalaão de consumo (consumos inferiores) para cada nível de pressão.

Na revisão regulamentar do gás natural, 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 de uma amostra constituída por 974 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 apresentam preços de energia decrescentes com o consumo anual, não existindo nenhum país que aplique tarifas de uso de redes de distribuição por “enchimento”²⁷;
- Existe uma distinção tarifária entre as atividades de distribuição de gás natural e o transporte de gás natural e, conseqüentemente, uma diferenciação das tarifas entre alta pressão e média e baixa pressão;

²⁷ 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 utiliza uma estrutura tarifária trinómia, constituída por três variáveis de faturação: um termo fixo, um termo de energia e um termo de capacidade utilizada;
- A capacidade utilizada é 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 utilizam também como variável de faturação a energia e 10 países utilizam também um termo fixo.

No ano gás 2020-2021 efetua-se a mesma análise com uma amostra atualizada, por forma a caracterizar consumos, capacidades e faturações anuais.

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.

10.1.1 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 2017, 2018 e 2019. Para a seleção da amostra optou-se pelo ano real mais recente, 2019, sendo a amostra constituída por 944 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 natural.

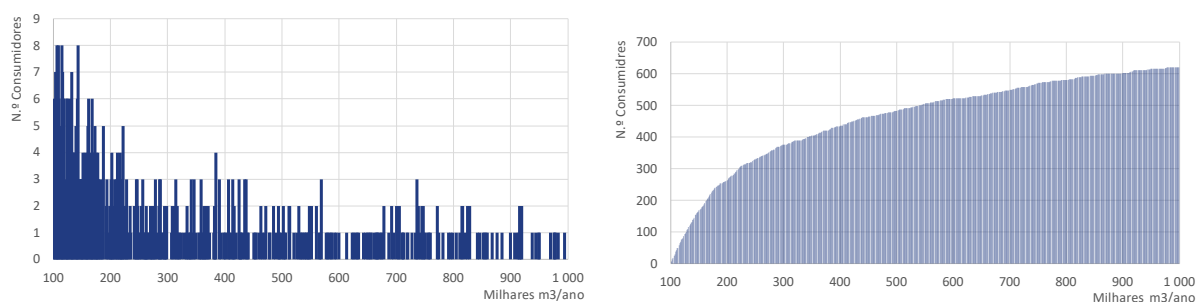
10.1.1.1 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M³

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> 10 000 m³, define que todos os clientes 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 622 consumidores (66% dos 944 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 clientes por bandas de consumos e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

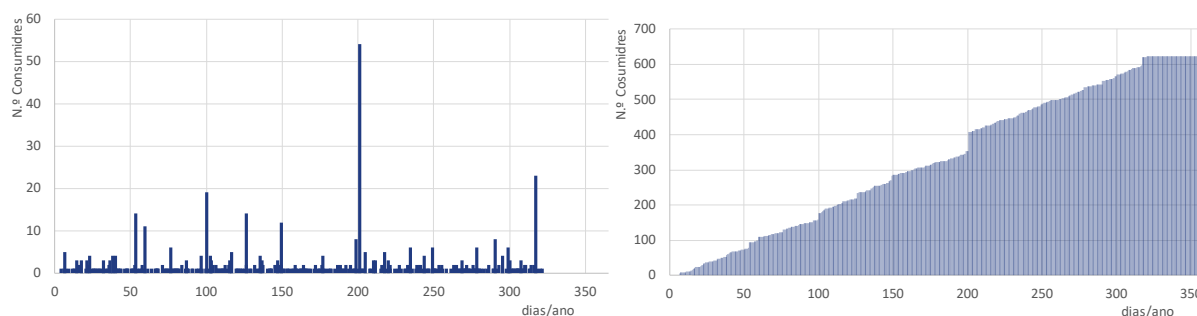
Figura 10-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é de aproximadamente 330 000 m³, com um valor de mediana de 227 000 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 clientes por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

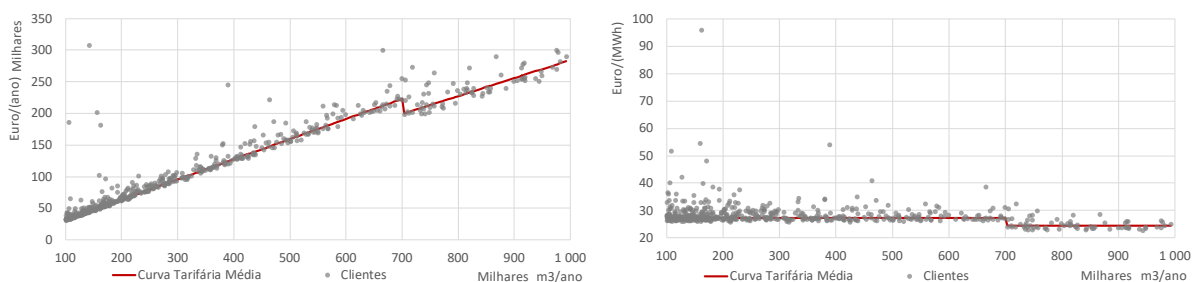
Figura 10-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que a modulação média deste universo de consumidores é aproximadamente de 145 dias/ano, com um valor de mediana de 153 dias/ano. Verifica-se que existe um conjunto de consumidores (aproximadamente 10 consumidores) com modulações de 60 dias/ano, outro conjunto com um valor médio na ordem dos 200 dias/ano (aproximadamente 54 consumidores) e finalmente um conjunto com modulações superiores a 320 dias/ano (aproximadamente 110 consumidores).

Considerando a tarifa final de referência de mercado para o ano gás 2020–2021 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>²⁸. 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 de preço médio dos clientes em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³



A existência dos 2 escalaões de consumo (limiar nos 700 000 m³/ano) traduz-se em faturas anuais e preços médios distintos. Para consumos inferiores a 700 000 m³/ano, a fatura anual média destes consumidores (550 consumidores) é de 89 mil euros, com um preço médio de 29,3 €/MWh (Quadro 10-2). Para consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³, a fatura anual média destes consumidores (72 consumidores) é de 240 mil euros, com um preço médio de 25,0 €/MWh (Quadro 10-2).

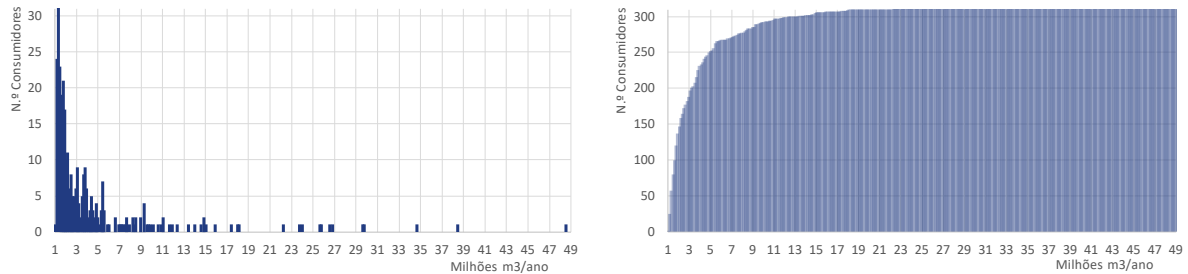
10.1.1.2 CONSUMIDORES EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 1 000 000 M³

A figura seguinte classifica os consumidores em Média Pressão em função do seu consumo anual. Trata-se de uma amostra com 322 consumidores (34% dos 944 consumidores da amostra).

²⁸ 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 figura da esquerda apresenta o número de clientes por bandas de consumos e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

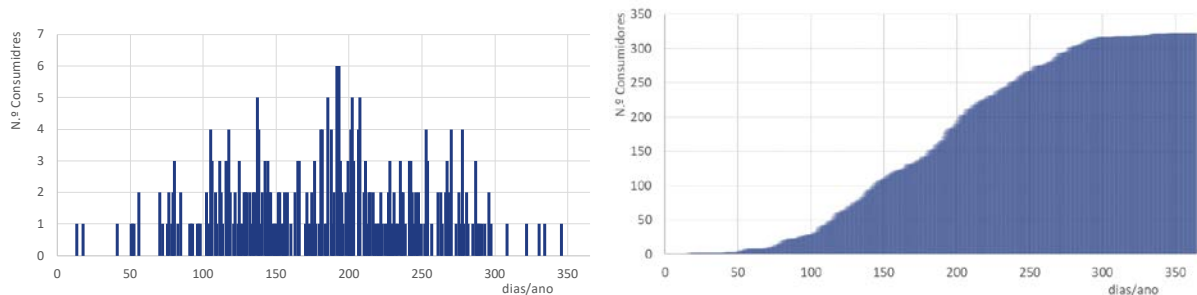
Figura 10-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Média Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é aproximadamente de 4,5 Milhões m^3 /ano, com um valor de mediana de 2 Milhões m^3 /ano. Cerca de 43% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 2 Milhões m^3 /ano e 91% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 10 Milhões m^3 /ano, limite a partir do qual os clientes 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 clientes por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

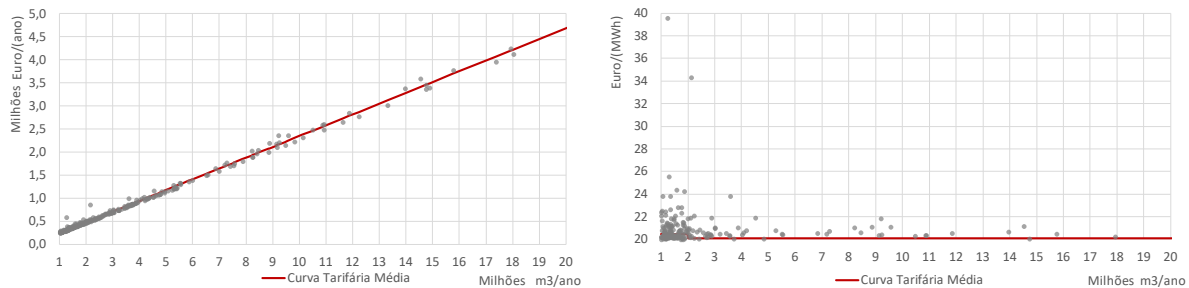
Figura 10-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Média Pressão



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 a tarifa final de referência de mercado, definida para o ano gás 2020-2021 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 MP²⁹. 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 clientes em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³



Como se observa nas figuras acima, verifica-se que a existência dos 2 escalões de consumo (limiar nos 2 000 000 m³/ano) traduz-se em faturas anuais e preços médios distintos.

Para consumos inferiores a 2 000 000 m³/ano a fatura anual média destes consumidores (144 consumidores) é de 342 mil euros, com um preço médio de 20,9 €/MWh (Quadro 10-2). Para consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, a fatura anual média destes consumidores (178 consumidores) é de 1,6 milhões euros, com um preço médio de 20,1 €/MWh (Quadro 10-2).

No Quadro 10-1 são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, as características de consumo médio, de faturação média e de preço médio aplicando as tarifas do ano gás 2019-2020.

²⁹ 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.

Quadro 10-1 - Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2019-2020³⁰

Tarifas 2019-2020		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 - 699 999	550	264 967	143	101 807	33,35
	700 000 - 999 999	72	823 672	160	280 816	29,27
MP	1 000 000 - 1 999 999	144	1 431 152	166	423 624	25,39
	2 000 000 - >2000000	178	6 913 142	196	1 975 473	24,62

No Quadro 10-2 são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, as características de consumo médio, de faturação média e de preço médio aplicando as tarifas para o ano gás 2020-2021.

Quadro 10-2 -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	550	264 967	143	89 209	29,30
	700 000 - 999 999	72	823 672	160	239 592	24,98
MP	1 000 000 - 1 999 999	144	1 431 152	166	348 542	20,90
	2 000 000 - >2000000	178	6 913 142	196	1 608 606	20,08

No quadro seguinte apresentam-se as variações dos preços médios entre o ano gás 2019-2020 e o ano gás 2020-2021, por nível de pressão e por escalão de consumo, para esta amostra de consumidores, onde é possível verificar que todos os consumidores observam uma diminuição do seu preço médio. A redução é superior para os consumidores de MP, nomeadamente para os consumidores com consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, o que decorre da significativa descida do preço de energia, que tem um maior peso nos consumidores com consumos mais significativos.

³⁰ As tarifas de 2019-2020 encontram-se ponderadas pelo preço de energia em vigor até 30 de junho de 2020 e o novo preço de energia decorrente da revisão trimestral a 1 de julho de 2020

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

Tarifas 2020-2021/ Tarifas 2019-2020		Variação (%)
BP>	100 000 - 699 999	-12,1%
	700 000 - 999 999	-14,6%
MP	1 000 000 - 1 999 999	-17,7%
	2 000 000 - >2000000	-18,4%

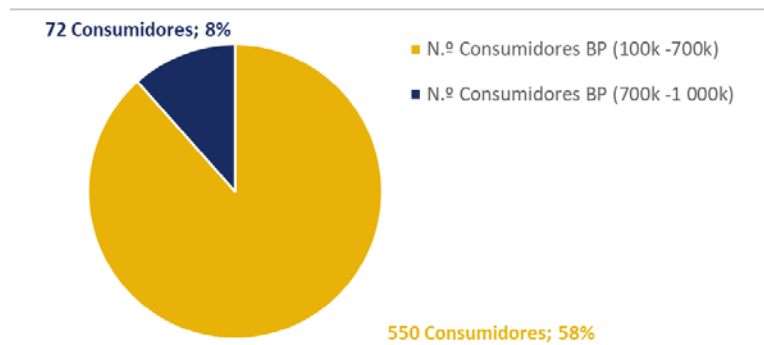
Nos próximos subcapítulos são analisados os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2020-2021.

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

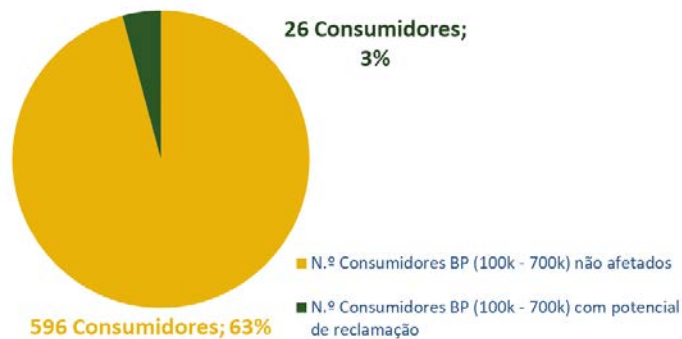
10.1.2.1 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 700 000 m³

Nesta análise consideram-se todos os consumidores com consumos anuais inferiores a 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 $\geq 700\,000$ m³/ano.

A análise pretende avaliar qual é o impacto na fatura final dos consumidores, atualmente com tarifas de Acesso às Redes no escalão $< 700\,000$ m³/ano, caso eles verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes do escalão $\geq 700\,000$ m³/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 $\geq 700\,000$ m³. Este exercício foi aplicado aos consumidores com consumos anuais $\geq 100\,000$ m³ e $< 1\,000\,000$ m³ (622 consumidores, representando 66% dos 944 consumidores da amostra).

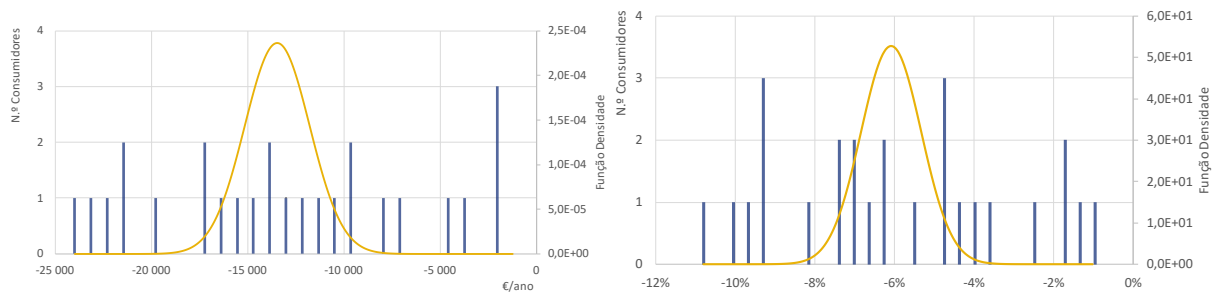
Figura 10-9 - Consumidores em BP> com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³

Verifica-se, que apenas 26 consumidores (3% dos 944 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 potencial de reclamação 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 26 consumidores, uma redução total média de aproximadamente 13 469 €/ano, representando uma redução média de -6,2% no total da fatura final destes consumidores.

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

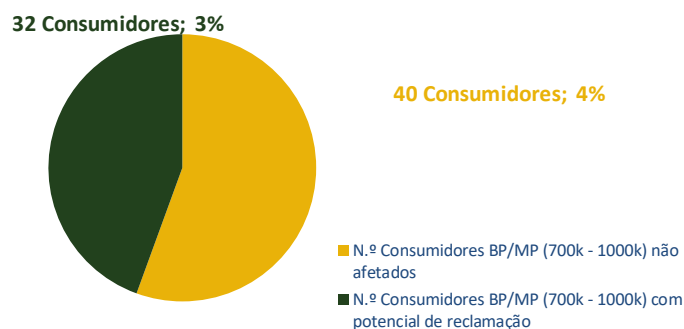


O valor total do benefício económico destes 26 consumidores seria de aproximadamente 350 194 €/ano e representaria 0,7% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP com consumos anuais inferiores a 1 milhão de m³.

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

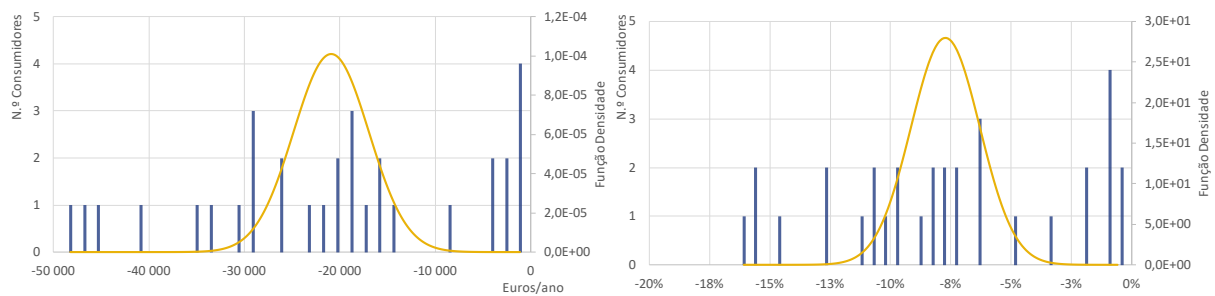
Esta análise pretende avaliar qual seria o impacto na fatura final dos consumidores, atualmente com tarifas de acesso às redes em BP> no escalão $\geq 700\ 000\ m^3/ano$, caso eles verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de acesso às redes em MP do escalão $< 2\ 000\ 000\ m^3/ano$. Como se mostra na Figura 10-12, tratam-se de 32 consumidores e representam 3% dos 944 consumidores da amostra. Estes 32 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 $< 2\ 000\ 000\ m^3$.

Figura 10-12 - Número de consumidores em BP> com potencial de reclamação 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 32 consumidores, um desconto médio de aproximadamente 20 874 €/ano, representando um desconto médio de 8,0% do total da fatura final destes consumidores.

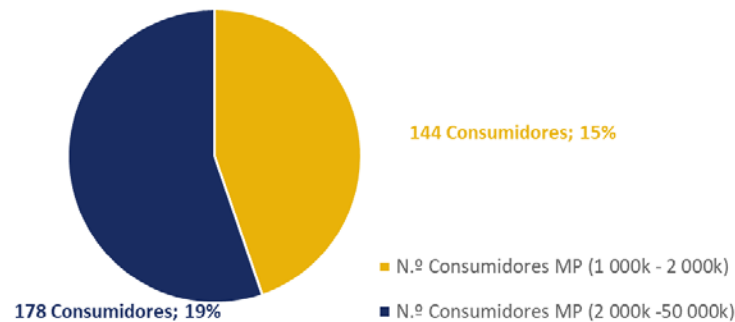
Figura 10-13 - Benefício dos consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m³/ano



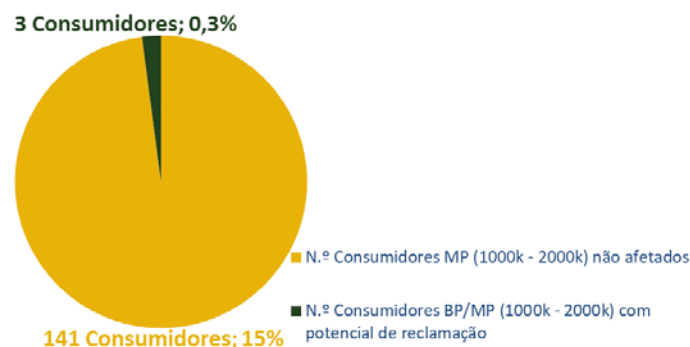
O valor total do benefício económico destes 32 consumidores seria de aproximadamente 667 955 €/ano e representaria 3,9% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP com consumos anuais inferiores a 1 000 000 m³.

10.1.2.3 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 144 consumidores e representam 15% dos 944 consumidores da amostra.

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

Verifica-se, que apenas 3 consumidores (0,3% dos 944 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 $\geq 2\,000\,000\text{ m}^3$.

Figura 10-15 - Número de consumidores com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 2 000 000 m³/ano

Para estes 3 consumidores, verifica-se um desconto médio de aproximadamente 6 281 €/ano, representando um desconto de 1,3% do total da fatura final do consumidor. O valor total do benefício económico destes 3 consumidores é de aproximadamente 18 842 €/ano e representa cerca de 0,04% 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 (944 consumidores com consumos superiores a 100 000 m³/ano ligados em BP> e MP)
- Desconto médio (€/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 (%) – Peso, em % do desconto (€/ano) na fatura final atual dos consumidores afetados;
- Total do desconto (€/ano) – Soma de todos os “Desconto médio (€/ano)” de todos os consumidores afetados.
- Peso dos descontos nas receitas do escalão (%) – Peso % do “Total do desconto (€/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 2020-2021.

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2020-2021

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total do desconto (€/ano)	Peso dos descontos nas receitas do escalão (%)	
BP>	700 000	26	2,8%	-13 469	-6,2%	-350 194	-0,7%
BP>	1 000 000	32	3,4%	-20 874	-8,0%	-667 955	-3,9%
MP	2 000 000	3	0,3%	-6 281	-1,3%	-18 842	-0,04%

No Quadro 10-5 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2019-2020.

Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2019-2020³¹

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total do desconto (€/ano)	Peso dos descontos nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000	22	2,3%	-12 460	-4,9%	-274 127	-0,5%
BP>	1 000 000	24	2,6%	-20 717	-6,6%	-497 214	-2,5%
MP	2 000 000	3	0,3%	-5 060	-0,9%	-15 180	-0,02%

Verifica-se um aumento do desconto médio, quer no nível de BP> (até 700 000 m³/ano), quer na fronteira de 1 000 000 m³/ano. Com tarifas do ano gás 2019-2020, um consumidor em BP> com um consumo anual até 700 000 m³/ano tinha um desconto de 4,9% e no ano gás 2020-2021 esse desconto é de 6,2%.

Com tarifas do ano gás 2019-2020, um consumidor em MP com um consumo anual perto de 1 000 000 m³/ano tinha um desconto de 6,6% e no ano gás 2020-2021 esse desconto é de 8,0%.

Como se verifica no Quadro 10-3, os consumidores localizados no 2.º escalão de BP> (≥ 700 000 m³/ano) observam uma redução superior (-14,6%) à observada pelos consumidores localizados no escalão inferior (< 700 000 m³/ano), que têm uma redução de -12,1%. Esta diferença resulta num aumento dos consumidores (26) que teriam benefício caso estivessem na fronteira superior do limiar dos 700 000 m³/ano.

Na fronteira dos 2 000 000 m³/ano em MP verifica-se que o impacte é limitado uma vez que se tratam de apenas 3 consumidores, e todos os consumidores em MP observam no ano gás 2020-2021 uma redução no seu preço médio.

Importa referir que este aumento das descontinuidades decorre da significativa descida do preço de energia, que tem um maior peso nos consumidores com consumos mais significativos. A atenuação dessas descontinuidades só seria possível através de variações diferenciadas significativas nas tarifas de Acesso às Redes. Todavia, a situação de emergência vivida devido à pandemia provocada pela COVID-19, com uma previsível recessão económica, recomendam prudência em alterações significativas da estrutura tarifária que possam conduzir a impactes significativos em determinados grupos de consumidores.

³¹ As tarifas de 2019-2020 encontram-se ponderadas pelo preço de energia em vigor até 30 de junho de 2020 e o novo preço de energia decorrente da revisão trimestral a 1 de julho de 2020

11 TARIFA DE ENERGIA

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

Adicionalmente, a tarifa reflete o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural, que decorre do Decreto-Lei n.º 140/2006, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e pelo Decreto Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

Uma vez que os custos associados à compra e venda de gás natural 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 trimestralmente³². De acordo com o previsto no artigo 124.º-A do Regulamento Tarifário, os parâmetros β_t e μ_t para o ano gás 2020-2021, 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 natural 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 referido artigo, a atualização da tarifa de Energia para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas é repercutida nas várias tarifas de energia aplicadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas, bem como em todos os preços de energia da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de último recurso retalhistas.

³² Mecanismo aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril.

12 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização da atividade regulada de Comercialização de gás natural, desempenhada pelos comercializadores de último recurso (CUR), reflete os custos da estrutura comercial afeta ao fornecimento de gás natural 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 mês 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 pelo número de clientes ou pela energia, proporcione o montante de proveitos permitidos.

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 mantêm para o ano gás 2020-2021, cuja estrutura 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
$\leq 10\,000\text{ m}^3$	0,000246	1
$> 10\,000\text{ m}^3$	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 permitidos. 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 2020-2021.

A diretiva europeia do mercado interno de gás natural³³ define um papel para a comercialização de último recurso de gás natural 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 natural iniciou-se em 2010³⁴ com o estabelecimento de um procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural 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 natural 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.

³³ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, na redação vigente.

³⁴ 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.

Recentemente e 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 natural 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 natural, adotou-se³⁵ um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Para os comercializadores de último recurso prevê-se ainda a obrigação de fornecimento de gás natural a estes clientes finais que, durante um período transitório, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

Salienta-se que o ano gás 2020-2021 marca 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). Uma vez que as TTVCF já apresentavam diferenças de preço muito baixas entre os vários comercializadores de último recurso retalhistas (CURr), a aplicação do n.º 5 do Artigo 137.º do RT SGN permitiu atingir preços por escalão iguais em todos os CURr. No futuro, o objetivo de atingir a aditividade tarifária continuará a ser perseguido acautelando sempre os impactes tarifários nos clientes finais.

Importa destacar que a convergência para a uniformidade tarifária foi conseguida garantindo uma redução tarifária média em todos os escalões de consumo, limitando os aumentos de preço de todos os escalões de consumo a 0,1 euros/mês³⁶.

³⁵ Através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro

³⁶ Os aumentos de preço apenas se verificaram em alguns termos fixos e todos os preços de energia verificaram reduções.

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 tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais 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 2020-2021.

De referir que o custo de energia implícito na tarifa aditiva que serve de base para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 17,29 €/MWh, correspondendo ao preço da tarifa de energia transitória.

Em resultado da recente revisão trimestral dos preços de energia da TTVCF referentes ao ano gás 2019-2020, nesta análise considera-se como TTVCF do ano gás 2019-2020 as TTVCF publicadas em julho e válidas até 30 de setembro de 2020. Uma vez que as TTVCF no ano gás 2019-2020 apresentavam diferenciação regional, os clientes abrangidos pela fixação de tarifas transitórias observarão variações tarifárias diferenciadas, em função do ponto de partida no ano gás 2019-2020.

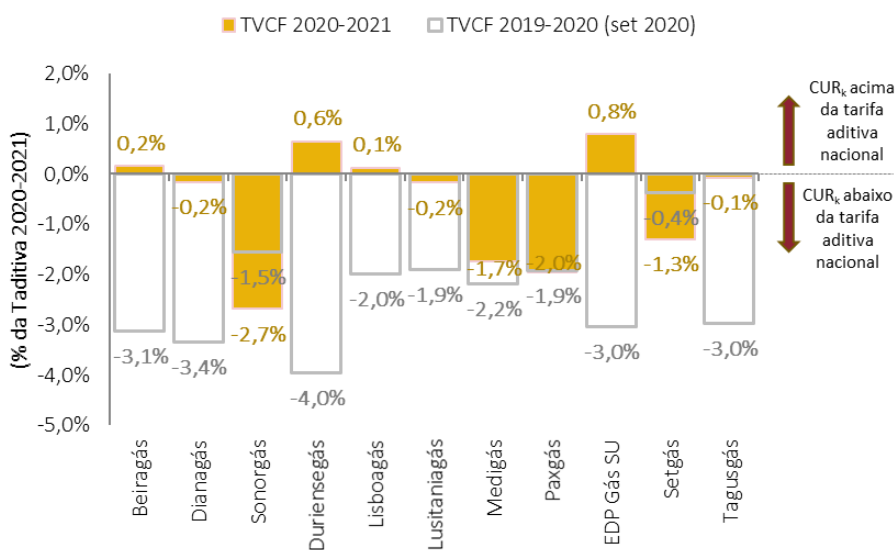
Ainda assim, a transição para tarifas aditivas é implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos CUR, prevalecendo neste ano gás 2020-2021 o objetivo da uniformidade tarifária. Como foi referido, a uniformidade tarifária foi conseguida garantindo uma redução tarifária média em todos os escalões de consumo, limitando os aumentos de preços a 1,1%³⁷. Para ser possível a uniformidade tarifária nacional alguns termos fixos observam acréscimos superiores a 1,1%, mas sempre limitados a 0,10 euros/mês.

Em termos médios as TTVCF em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ observam uma variação tarifária média de -2,2% entre outubro e setembro de 2020.

Na Figura 13-1 apresenta-se (i) a diferença percentual entre a TTVCF de cada CUR retalhista a aplicar no ano gás 2020-2021 e a tarifa aditiva, para o mesmo ano gás, e (ii) a diferença percentual entre a TTVCF no ano gás 2019-2020 (em vigor de 1 julho a 30 de setembro) e a tarifa aditiva.

³⁷ Taxa de inflação, medida pela variação do índice harmonizado de preços no consumidor, prevista para o ano gás 2020-2021, *Boletim Económico*, Banco de Portugal, dezembro de 2020.

Figura 13-1 - Convergência da tarifa transitória de venda a clientes finais para a tarifa aditiva em

BP ≤ 10 000 m³

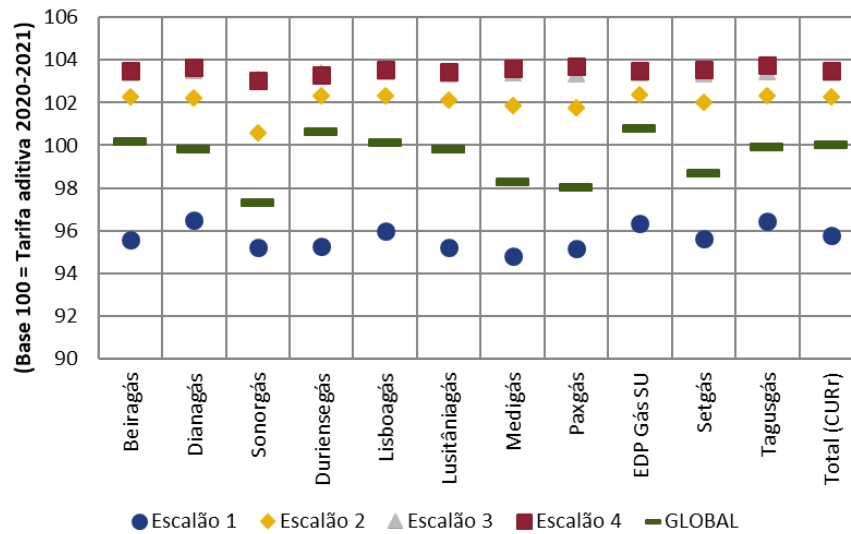
Na Figura 13-2 apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das TTVCF, agora aprovadas, e a tarifa aditiva para BP ≤ 10 000 m³, por escalão de consumo. Os escalões de consumo na BP< são apresentados no Quadro 13-1.

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

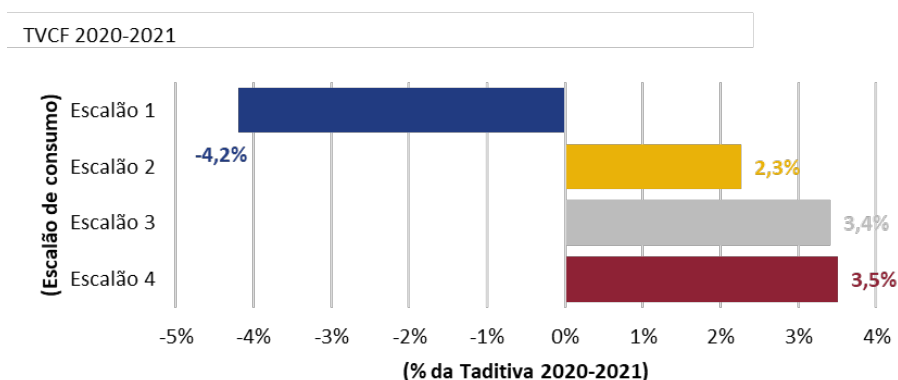
Apesar de se ter alcançado a uniformidade tarifária em território nacional, verifica-se em termos globais, as TTVCF no ano gás 2020-2021 ainda não são aditivas por escalão de consumo.

Figura 13-2 - Preço médio em BP ≤ 10 000 m³, por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva



Na Figura 13-3 é apresentado o diferencial das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais no ano gás 2020-2021 em relação à tarifa aditiva. A figura revela a diferença percentual entre a TTVCF e a tarifa aditiva, em termos médios nacionais e por escalão de consumo. A divergência existente aconselharia a estabelecer uma variação máxima de preços superior aos limiares definidos, para poder acelerar o processo de convergência. Todavia, a opção tomada pela ERSE foi a de garantir a uniformidade tarifária nacional, assegurando reduções tarifárias em todos os escalões de consumo e com um impacte máximo de 0,1 euro/mês no preço do termo fixo. No entanto, uma vez que agora foi garantida a uniformidade tarifária nacional, o processo de convergência para as tarifas aditivas ficará facilitado em futuros exercícios tarifários.

Figura 13-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2020-2021



Da Figura 13-4 à Figura 13-13 avalia-se a convergência tarifária para as tarifas aditivas, para cada CUR retalhista. Na parte superior da figura apresenta-se a variação dos preços face à TVCF do CUR do ano gás 2019-2020 (em vigor em setembro), tanto da TVCF do CUR do ano gás 2020-2021, como da tarifa aditiva do ano gás 2020-2021. Na parte inferior, apresenta-se a diferença percentual remanescente na TVCF do CUR para a aditividade tarifária no ano gás 2020-2021.

Figura 13-4 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Beiragás)

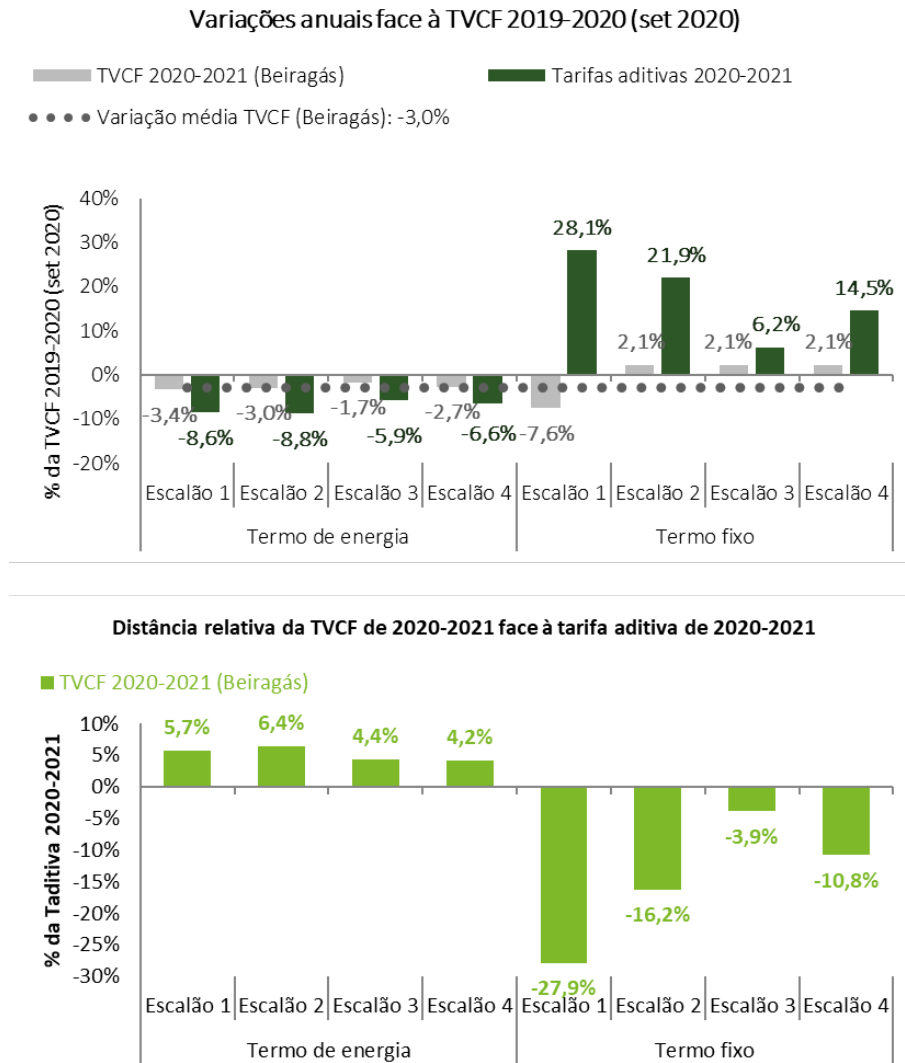


Figura 13-5 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Dianagás)

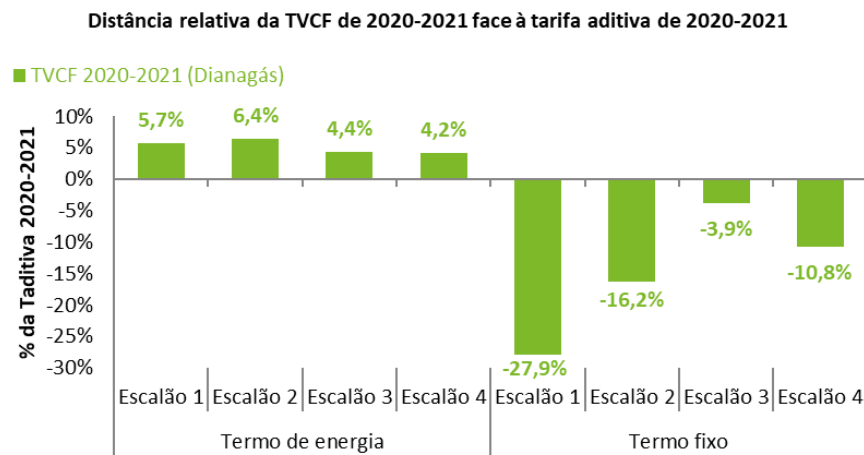
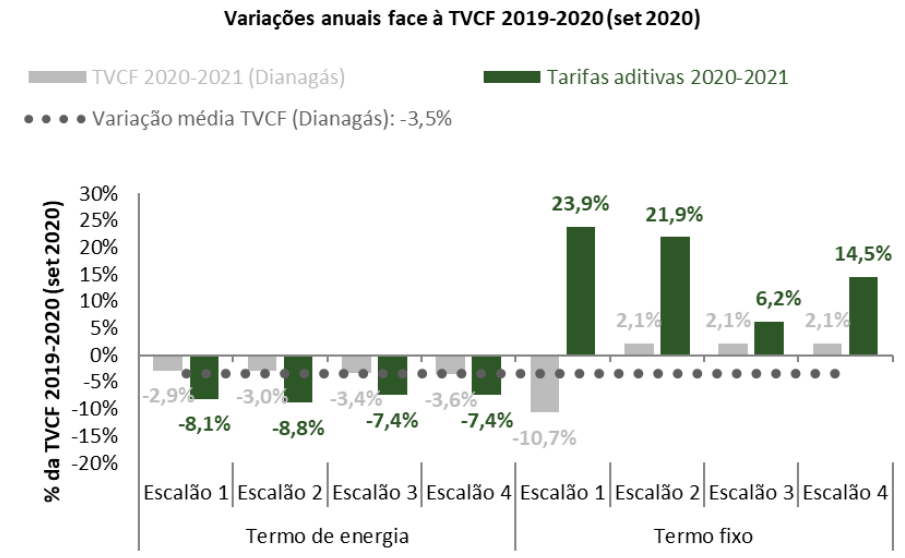


Figura 13-6 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Duriensegás)

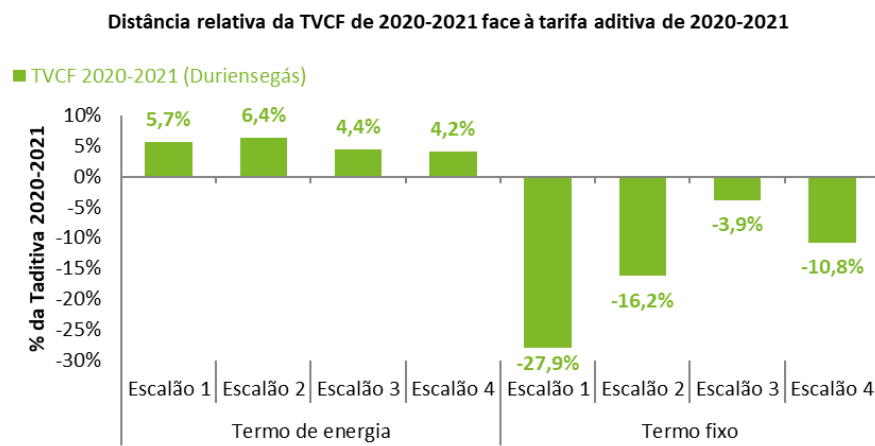
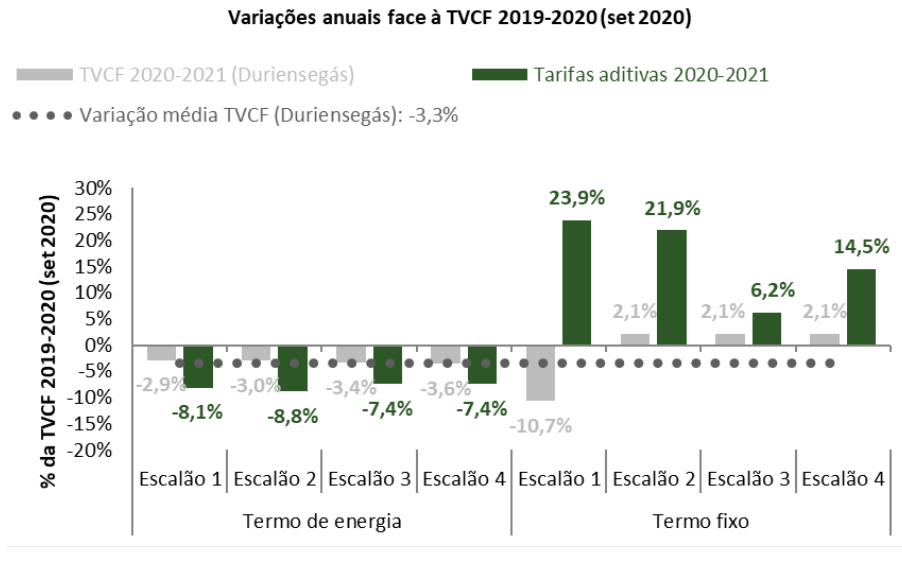


Figura 13-7 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (EDP Gás SU)

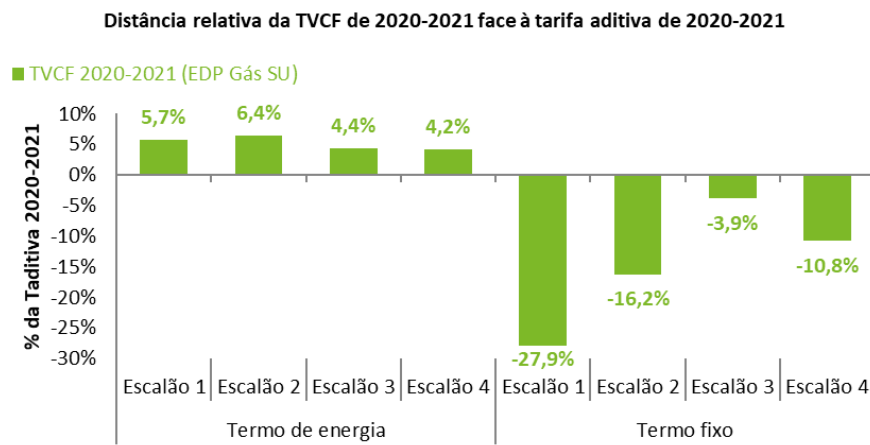
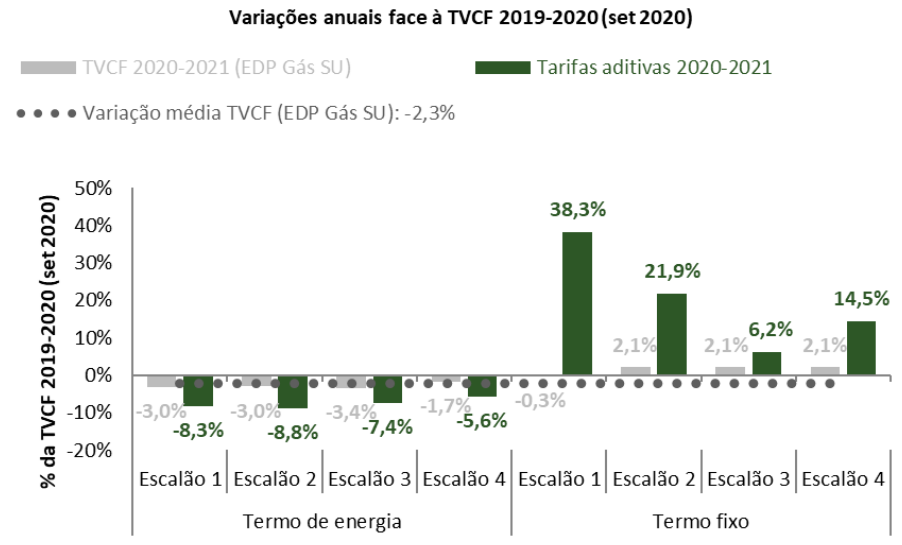


Figura 13-8 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Lisboagás)

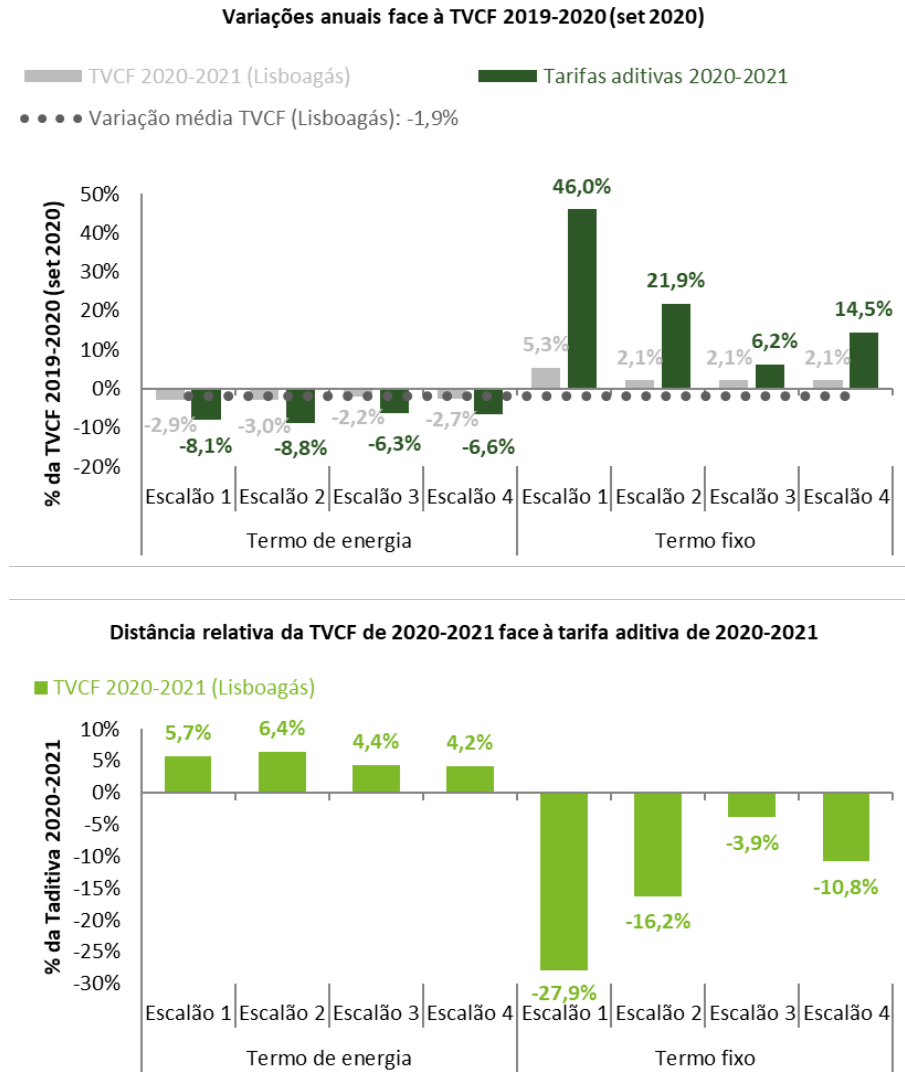


Figura 13-9 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Lusitaniagás)

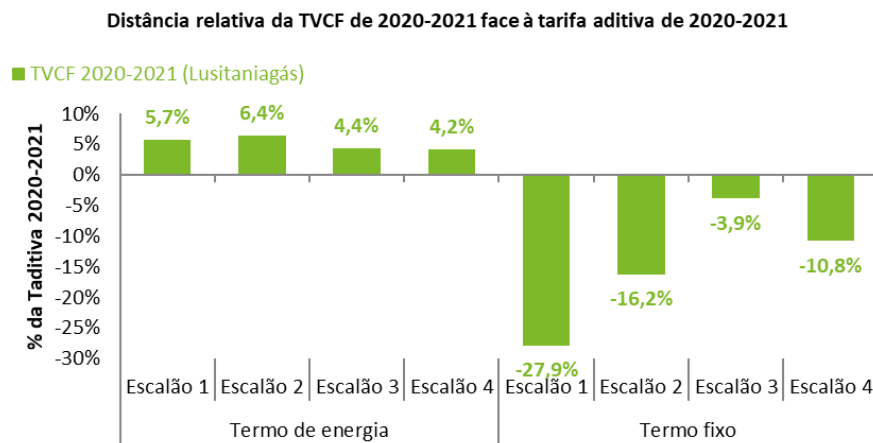
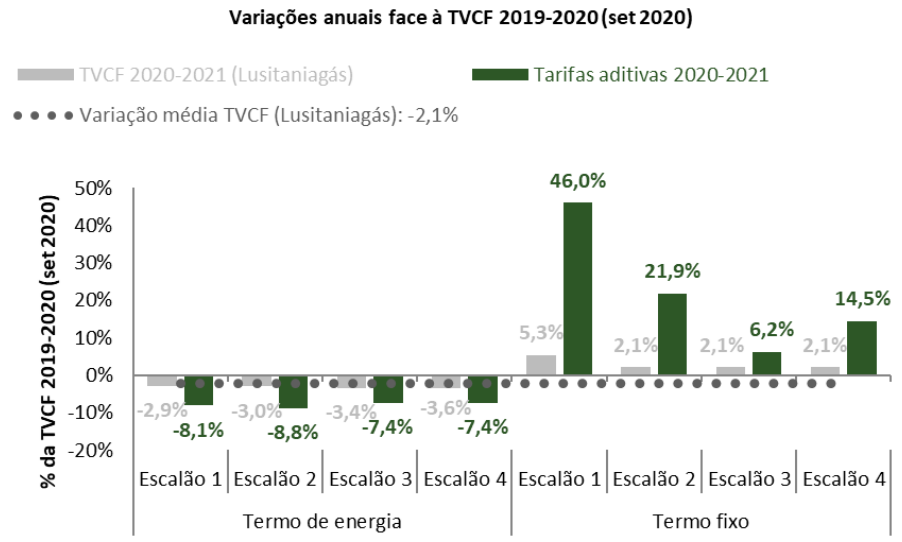


Figura 13-10 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Medigás)

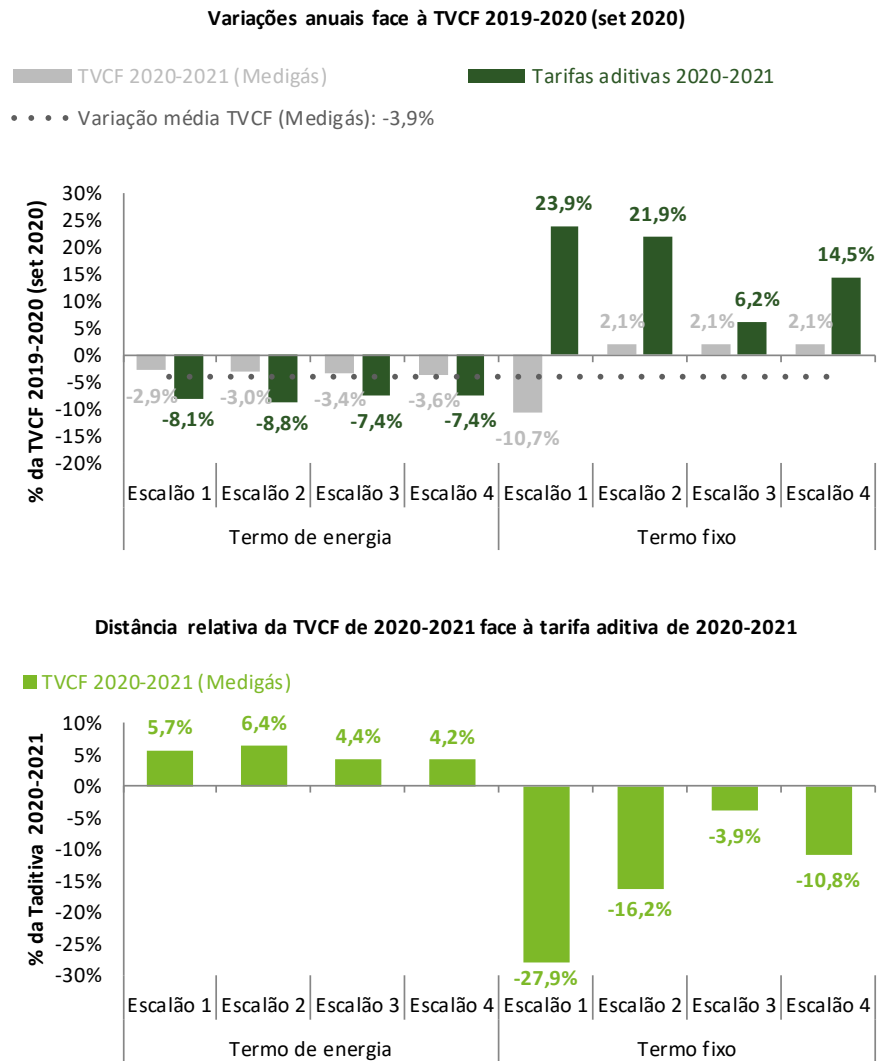


Figura 13-11 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Paxgás)

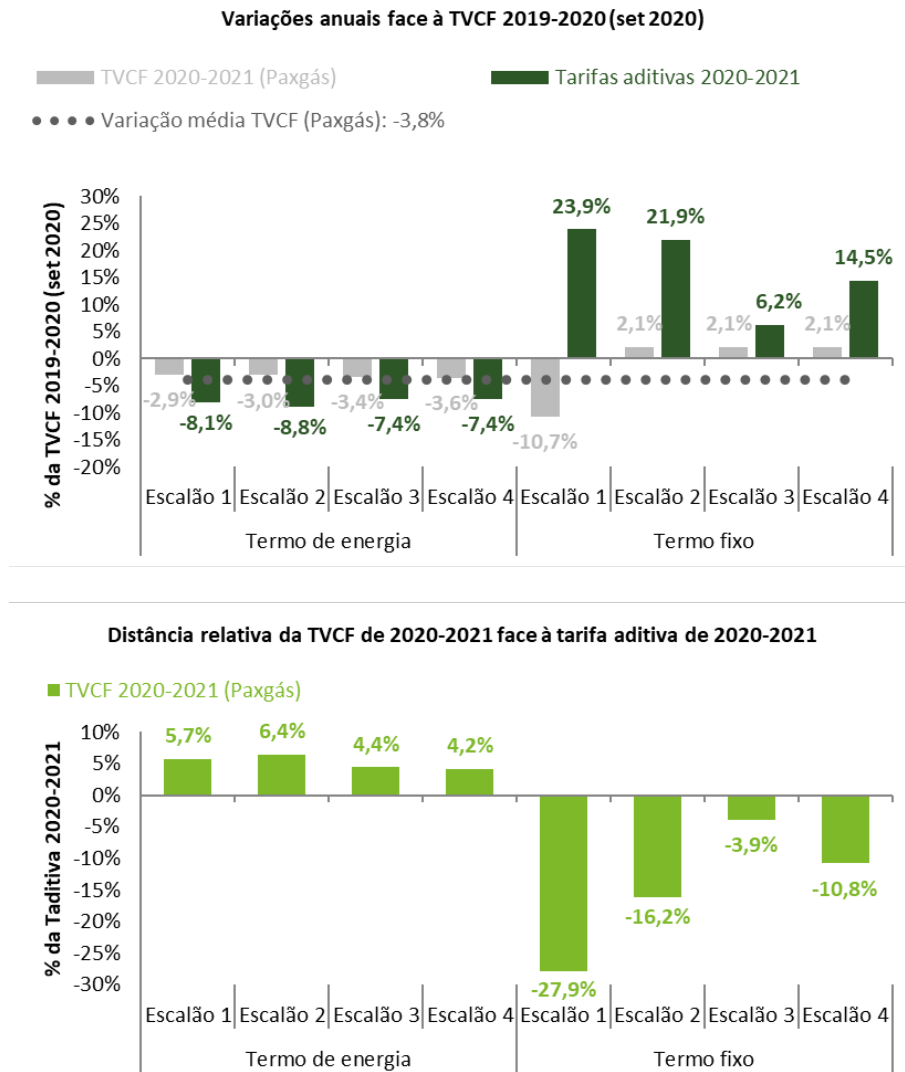


Figura 13-12 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Setgás)

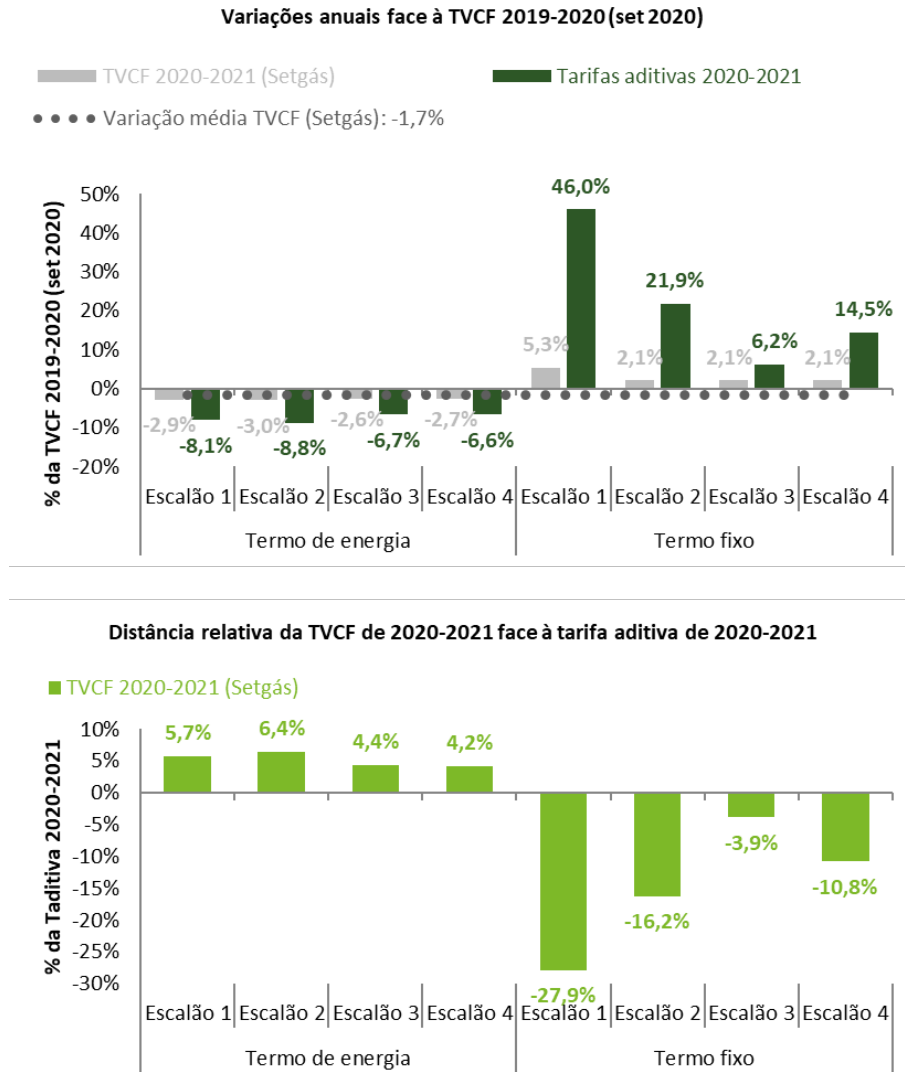


Figura 13-13 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Sonorgás)

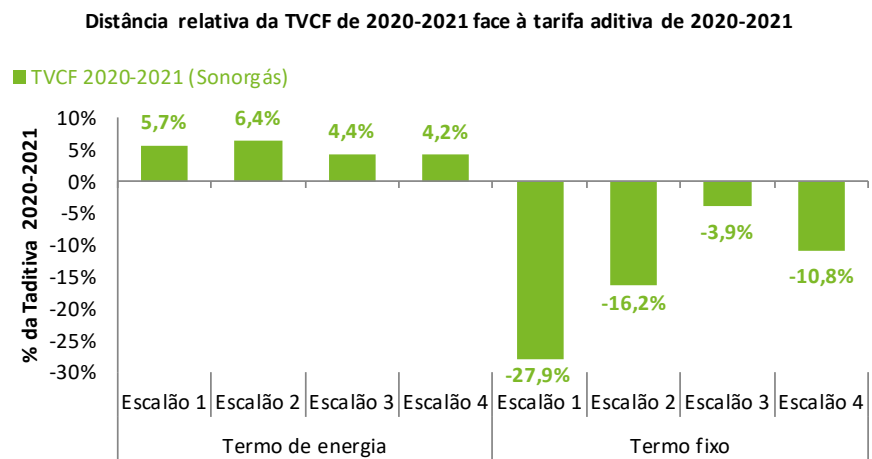
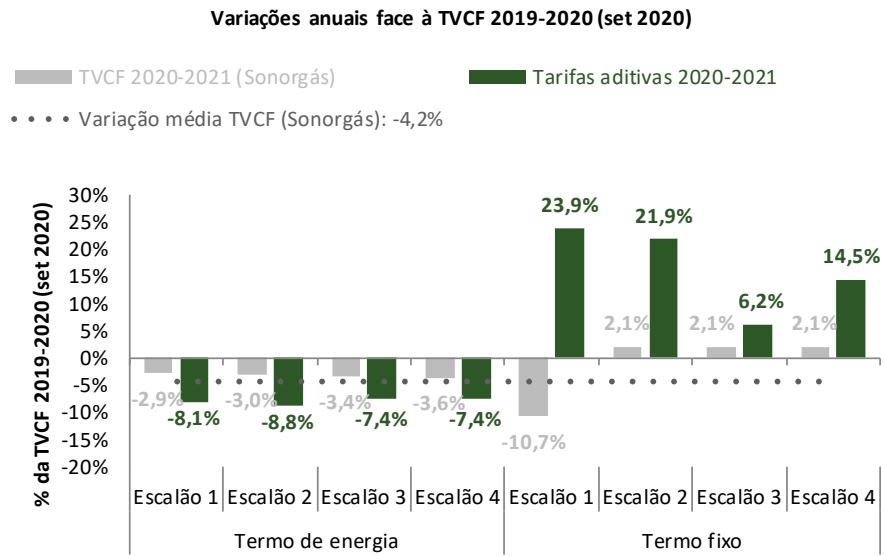
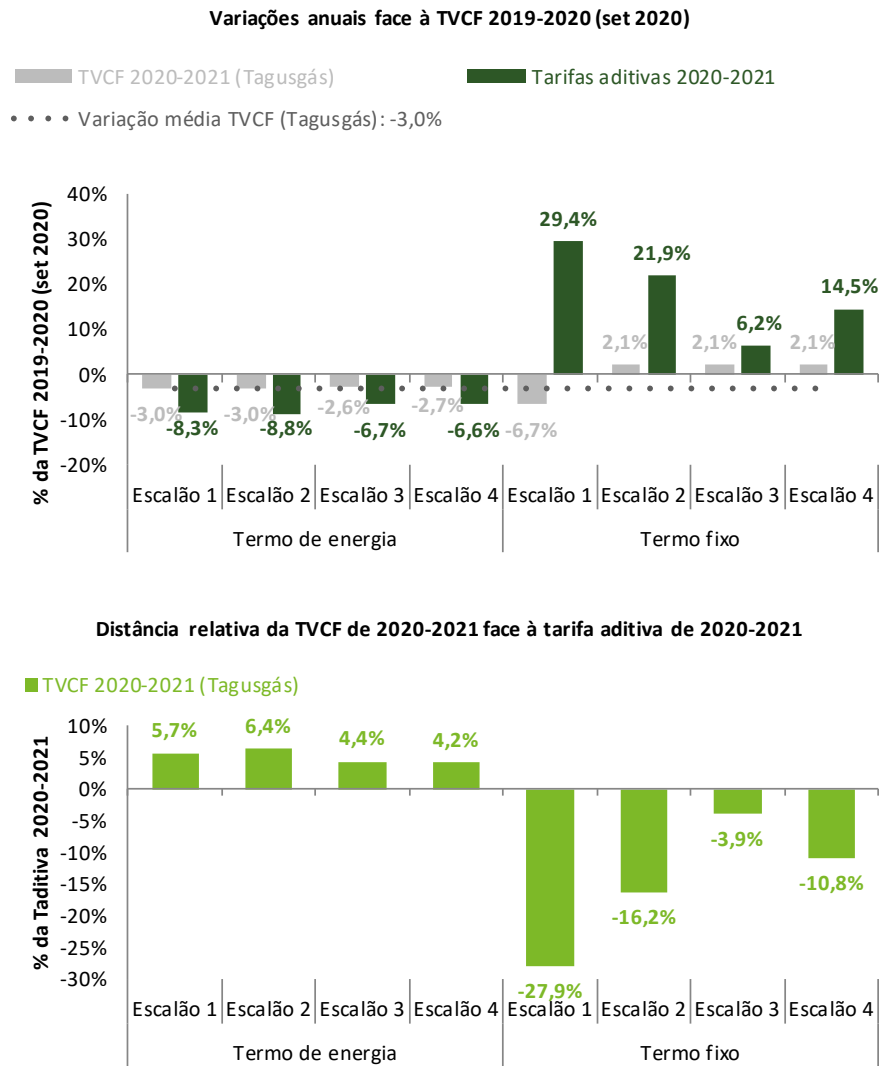


Figura 13-14 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Tagusgás)



13.2 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A TARIFA ADITIVA

Na Figura 13-15 e na Figura 13-16 apresenta-se a evolução dos preços da TVCF para a tarifa aditiva desde o ano gás 2010-2011 (t-10). Esta evolução é apresentada por escalão de consumo e discriminada entre preço de energia e preço do termo fixo mensal. Nestas figuras, além de se ilustrar a convergência dos preços da TVCF, nos diferentes anos, para os preços aditivos, pretende-se observar o segundo objetivo do mecanismo de convergência tarifária, que é o da uniformidade tarifária no território nacional, através de um preço final aditivo. Como se verifica, no ano gás 2020-2021, o segundo objetivo foi conseguido na plenitude.

Figura 13-15 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo, até ao ano gás 2020-2021

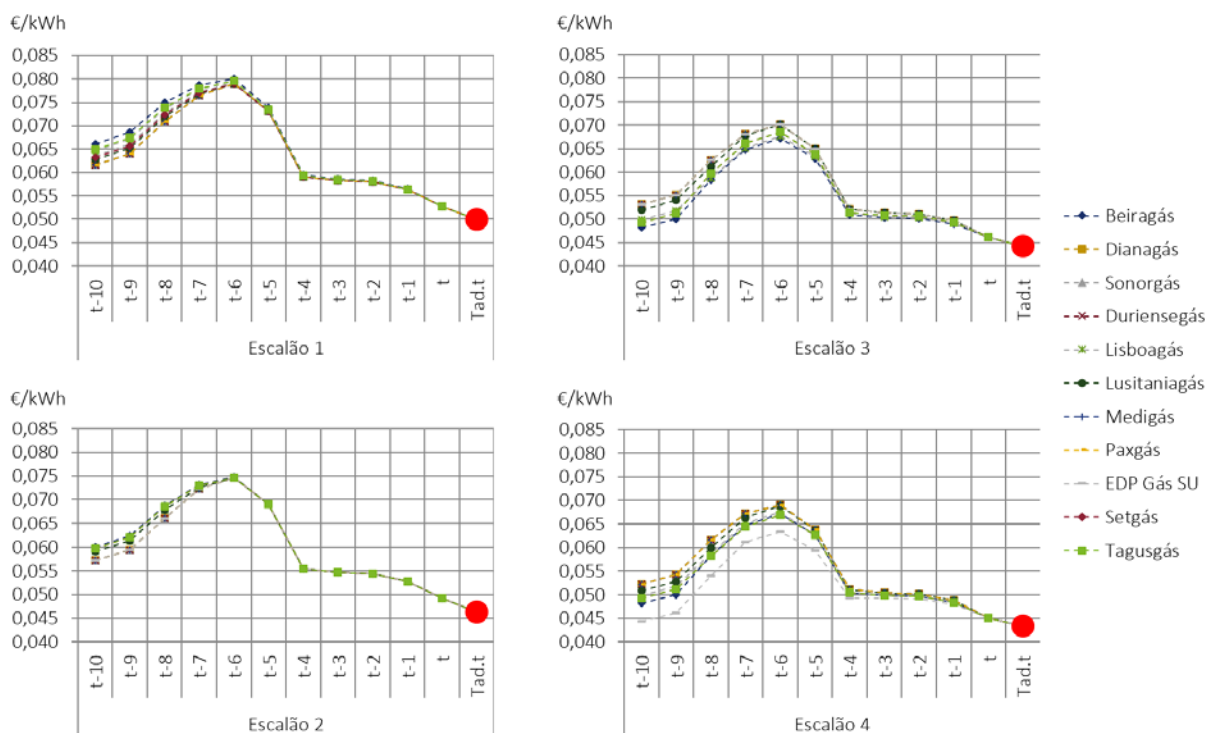


Figura 13-16 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo, até ao ano gás 2020-2021



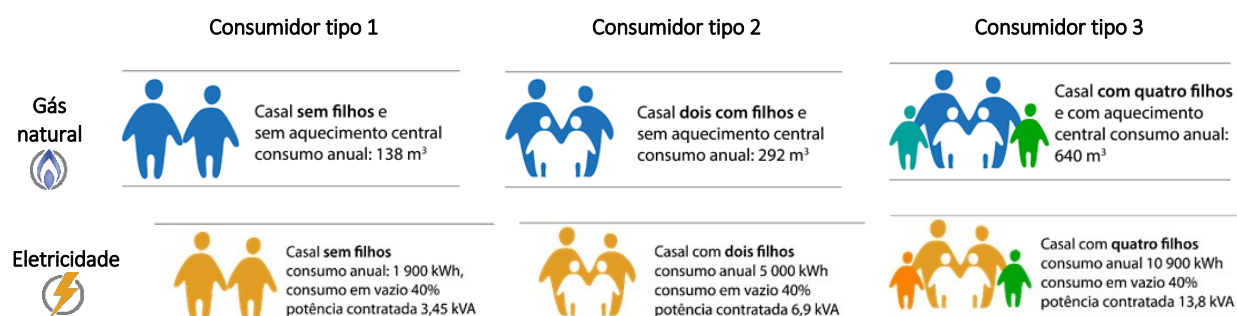
Da análise das figuras verifica-se que a diferença entre os diversos preços se tem reduzido ao longo do tempo e no ano gás 2020-2021 é alcançada a uniformidade tarifária nacional em todos os preços.

14 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO

Neste capítulo caracterizam-se as ofertas comerciais de gás natural no simulador de preços de energia da ERSE ³⁸, de acordo com a informação disponível no final do 1.º trimestre de 2020.³⁹ A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis.⁴⁰

Na análise são consideradas as ofertas de gás (apenas gás natural) e as ofertas duais (incluem 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 com base em três consumidores tipo de gás natural e três consumidores tipo de eletricidade, representativos do segmento residencial.



³⁸ 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

³⁹ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a penúltima semana de março de 2020.

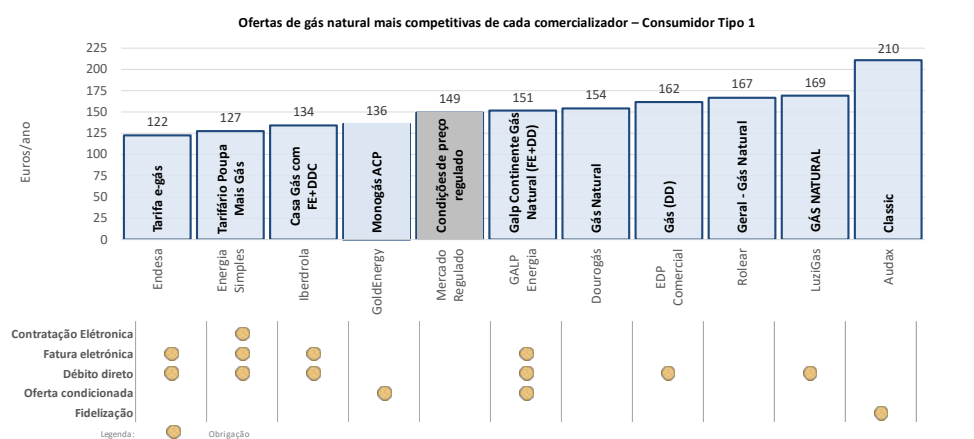
⁴⁰ A comparação não inclui, para o gás natural, a taxa de ocupação do subsolo (que varia regionalmente) e, para a eletricidade, a taxa DGEG.

14.1 OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP< NO 1.º TRIMESTRE DE 2020

14.1.1 CONSUMIDOR TIPO 1

Ofertas de gás natural ⁴¹

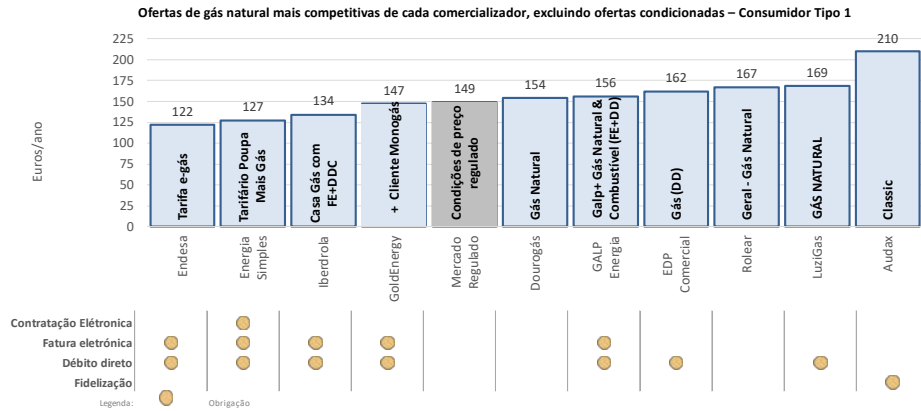
Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos dez comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que o Mercado Regulado. A oferta comercial de gás com menor fatura anual é da Endesa (Tarifa e-gás), com um valor de 122 euro/ano, que corresponde a um desconto de -18% e uma poupança de 27 euro/ano em relação ao Mercado Regulado.



A figura anterior inclui as ofertas condicionadas ⁴² que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que, neste caso, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura anual é da Endesa (Tarifa e-gás), com um valor de 122 euro/ano, que corresponde a um desconto de -18% e uma poupança de 27 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

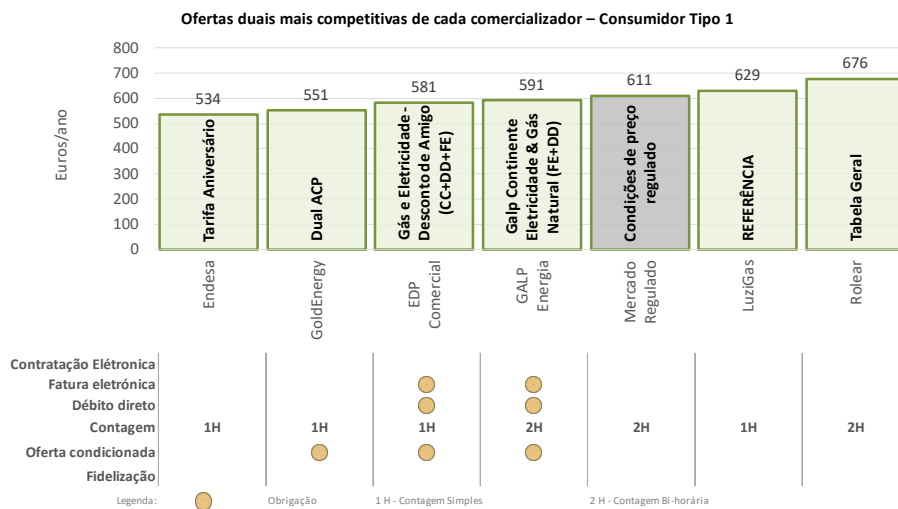
⁴¹ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais de gás natural do consumidor tipo 1, no 1.º trimestre de 2020.

⁴² Entendem-se por ofertas condicionadas as ofertas com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral (exemplos: obrigatoriedade de ser sócio de alguma instituição ou ter um determinado equipamento). Os consumidores devem verificar se preenchem os requisitos das ofertas condicionadas para assim aceder a ofertas potencialmente mais vantajosas.



Ofertas duais ⁴³

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos seis comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é a da Endesa (Tarifa Aniversário), com um valor de 534 euro/ano, que corresponde a um desconto de -13% e uma poupança de 77 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

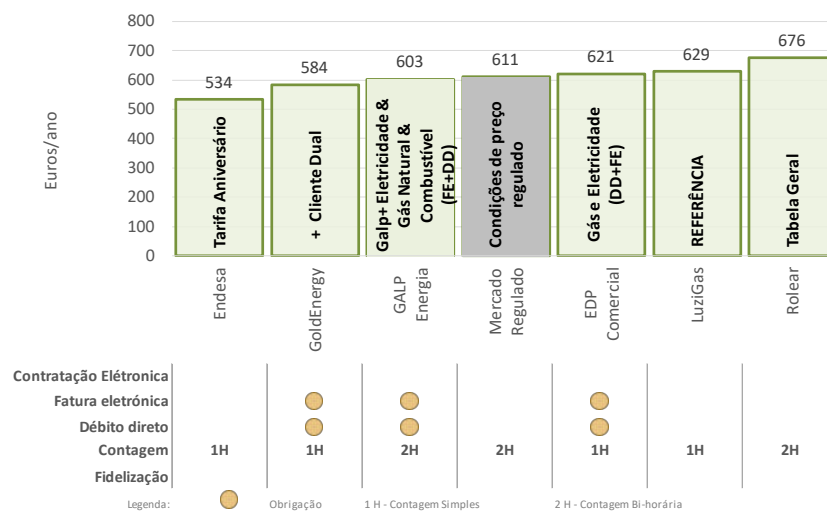


A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que, neste caso, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é a da

⁴³ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais duais do consumidor tipo 1, no 1.º trimestre de 2020.

Endesa (Tarifa Aniversário), com um valor de 534 euro/ano, que corresponde a um desconto de -13% e uma poupança de 77 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas duais mais competitivas de cada comercializador, excluindo ofertas condicionadas – Consumidor Tipo 1

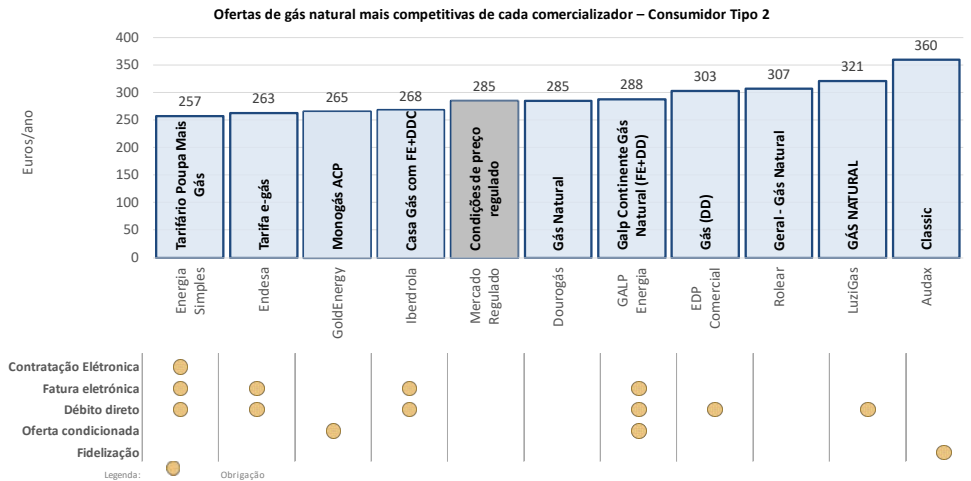


14.1.2 CONSUMIDOR TIPO 2

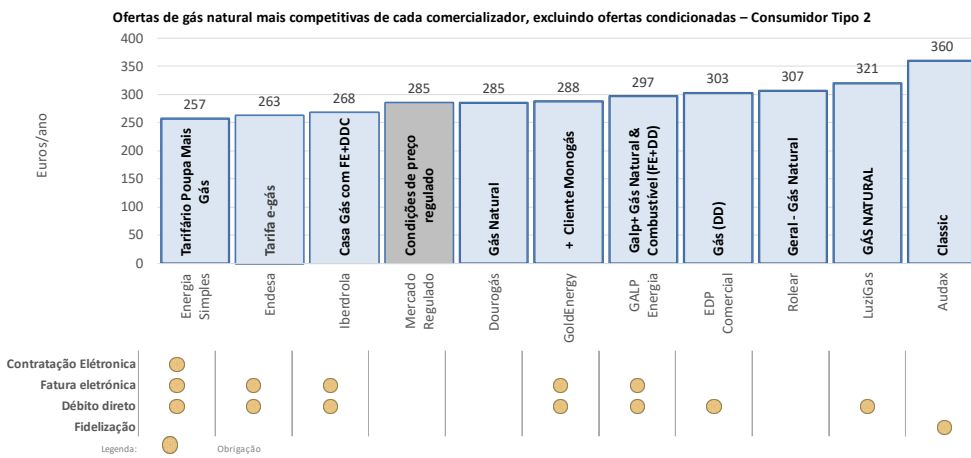
Ofertas de gás natural ⁴⁴

Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos dez comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura anual é a da Energia Simples (Tarifário Poupa Mais Gás), com um valor de 257 euro/ano, que corresponde a um desconto de -10% e uma poupança de 28 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

⁴⁴ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais de gás natural do consumidor tipo 2, no 1.º trimestre de 2020.

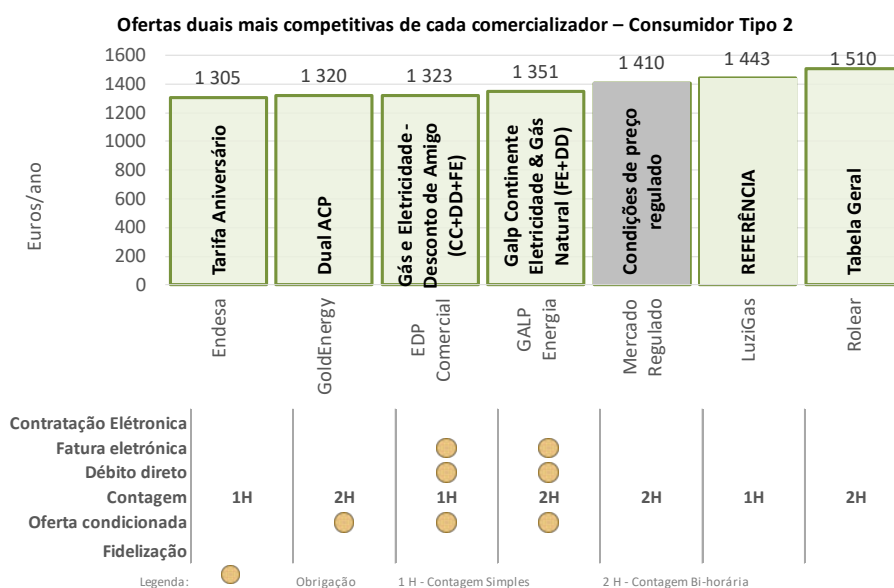


A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que, neste caso, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura anual é a da Energia Simples (Tarifário Poupa Mais Gás), com um valor de 257 euro/ano, que corresponde a um desconto de -10% e uma poupança de 28 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.



Ofertas duais ⁴⁵

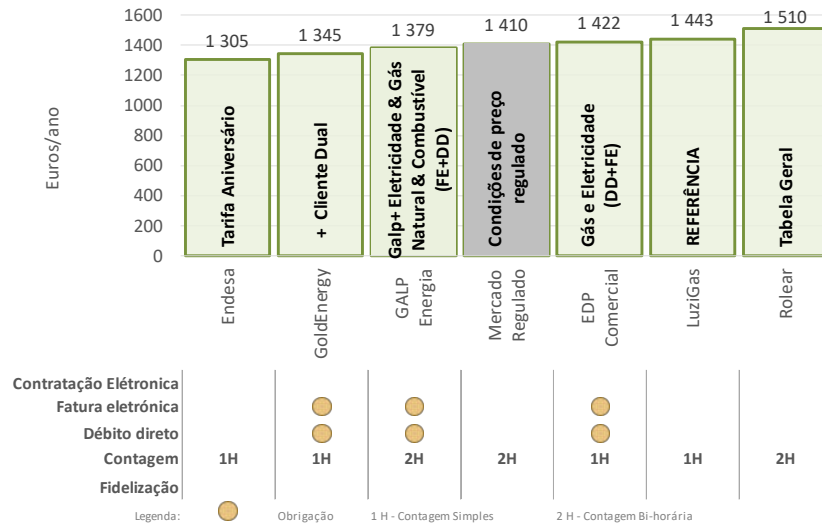
Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos seis comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é a da Endesa (Tarifa Aniversário), com um valor de 1 305 euro/ano, que corresponde a um desconto de -7% e uma poupança de 105 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.



A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que, neste caso, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é a da Endesa (Tarifa Aniversário), com um valor de 1 305 euro/ano, que corresponde a um desconto de -7% e uma poupança de 105 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

⁴⁵ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais duais do consumidor tipo 2, no 1.º trimestre de 2020.

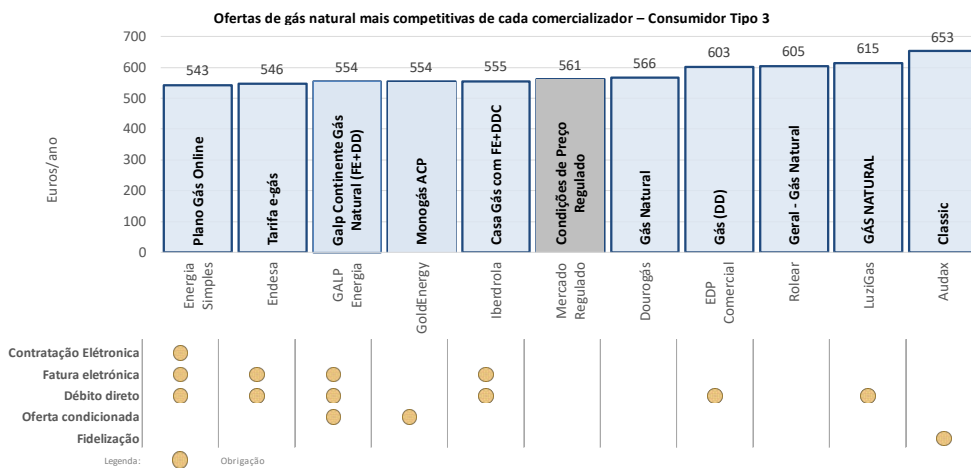
Ofertas duas mais competitivas de cada comercializador, excluindo ofertas condicionadas – Consumidor Tipo 2



14.1.3 CONSUMIDOR TIPO 3

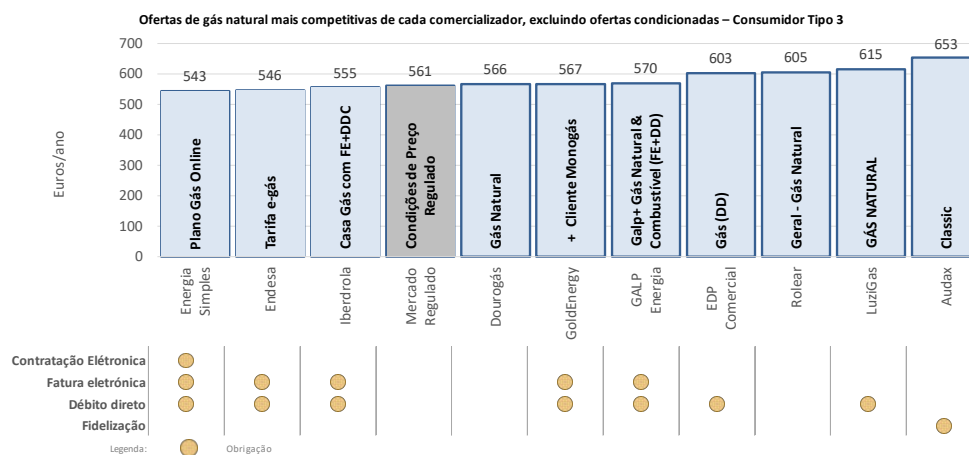
Ofertas de gás natural ⁴⁶

Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos dez comercializadores, cinco comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura anual é a da Energia Simples (Plano Gás Online) com um valor de 543 euro/ano, que corresponde a um desconto de -3% e uma poupança de 18 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.



⁴⁶ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais de gás natural do consumidor tipo 3, no 1.º trimestre de 2020.

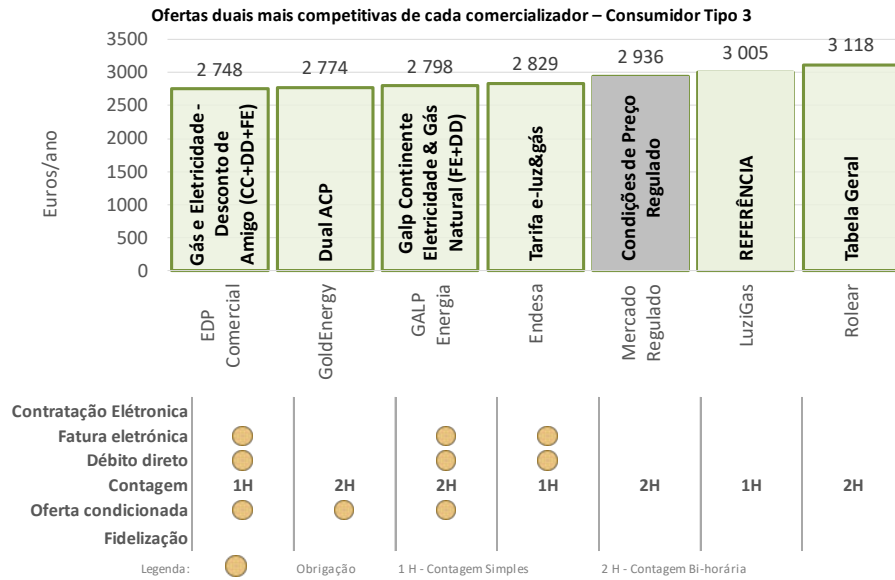
A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que, neste caso, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura anual é a da Energia Simples (Plano Gás Online), com um valor de 543 euro/ano, que corresponde a um desconto de -3% e uma poupança de 18 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.



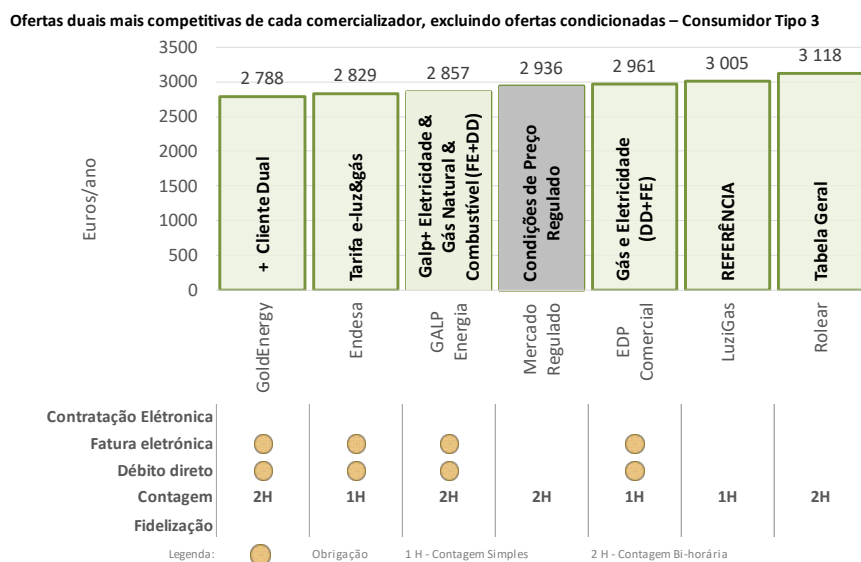
Ofertas duais ⁴⁷

Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos seis comercializadores, quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é a da EDP Comercial (Gás + Eletricidade – Desconto de Amigo (DD+DE)), com um valor de 2 748 euro/ano, que corresponde a um desconto de -6% e uma poupança de 188 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.

⁴⁷ [Link](#) para obter a listagem completa das ofertas comerciais duais do consumidor tipo 3, no 1.º trimestre de 2020.



A figura anterior inclui as ofertas condicionadas que não estão disponíveis ao público em geral. A figura seguinte ignora as ofertas condicionadas e mostra que, neste caso, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura anual é a da GoldEnergy (+ ClienteDual), com um valor de 2 788 euro/ano, que corresponde a um desconto de -5% e uma poupança de 148 euro/ano em relação à Tarifa Regulada.



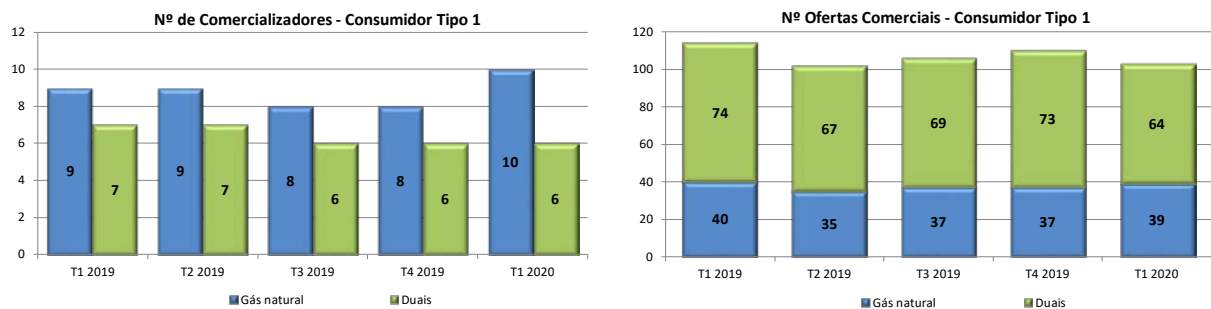
14.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP<

14.2.1 CONSUMIDOR TIPO 1

Evolução do número de comercializadores e do número de ofertas

No trimestre mais recente o consumidor tipo 1 dispunha de dez comercializadores com ofertas de gás e seis comercializadores com ofertas duais. O número de comercializadores com ofertas de gás aumentou do 4.º trimestre de 2019 para o 1.º trimestre de 2020, tendo-se mantido constante o número de comercializadores com ofertas duais.

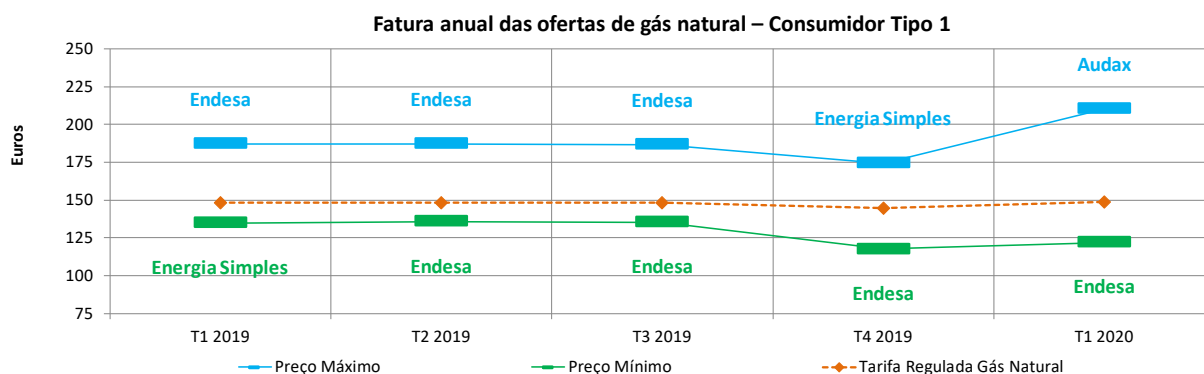
Ao longo do período analisado o número de ofertas comerciais atingiu um valor máximo no 1.º trimestre de 2019, com um total de 114 ofertas comerciais. No 1.º trimestre de 2020 registaram-se 39 ofertas de gás e 64 ofertas duais, num total de 103 ofertas.



Evolução dos preços das ofertas de gás natural

Ao longo do período em análise a diferença entre a oferta de gás mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante, registando um aumento significativo no 1.º trimestre de 2020, onde esta diferença corresponde a 88 euro/ano.

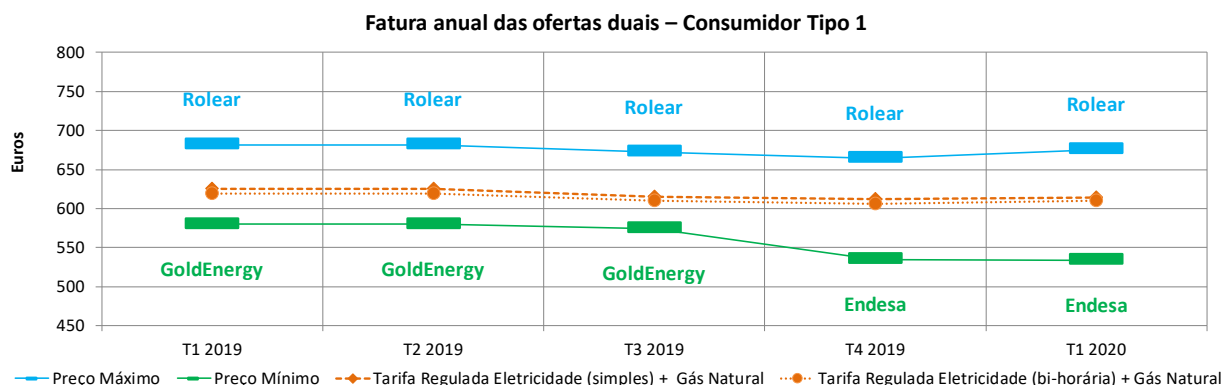
Comparativamente com o Mercado Regulado verifica-se que a oferta de gás de menor preço é sempre mais competitiva do que a Tarifa Regulada.



Evolução dos preços das ofertas duais

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta dual mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante, registando um aumento no 4.º trimestre de 2019 e 1.º trimestre de 2020. No 1.º trimestre de 2020, esta diferença corresponde a 142 euro/ano.

Em comparação com as Tarifas Reguladas no gás e na eletricidade, verifica-se que a oferta comercial dual de menor preço é sempre mais competitiva do que as tarifas do Mercado Regulado.

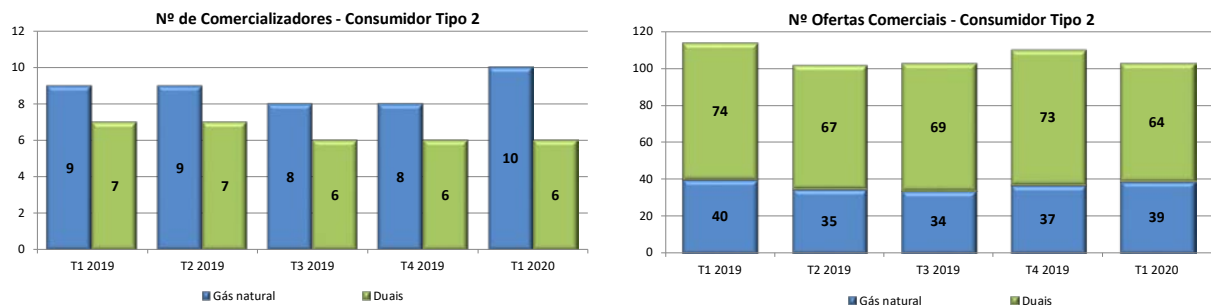


14.2.2 CONSUMIDOR TIPO 2

Evolução do número de comercializadores e do número de ofertas

No trimestre mais recente o consumidor tipo 2 dispunha de dez comercializadores com ofertas de gás e seis comercializadores com ofertas duais. O número de comercializadores com ofertas de gás aumentou do 4.º trimestre de 2019 para o 1.º trimestre de 2020, tendo-se mantido constante o número de comercializadores com ofertas duais.

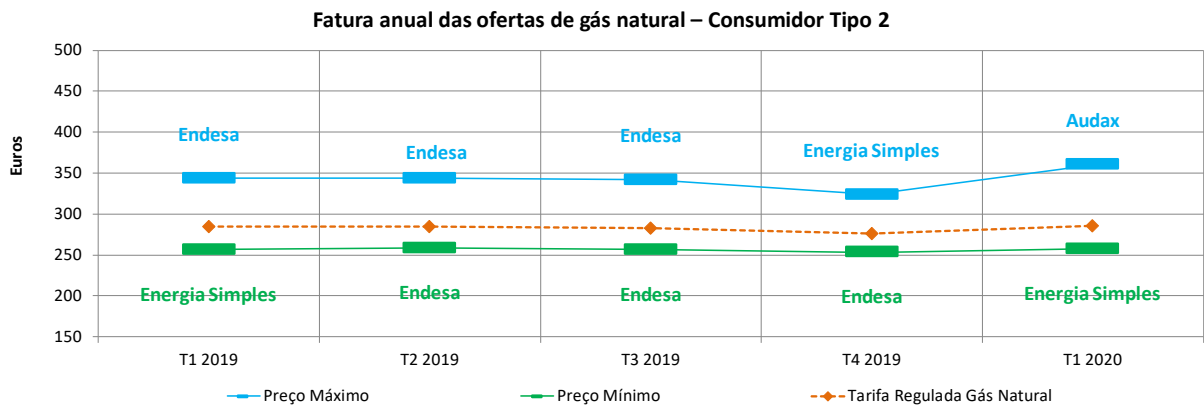
Ao longo do período analisado o número de ofertas comerciais atingiu um valor máximo no 1.º trimestre de 2019, com um total de 114 ofertas comerciais. No 1.º trimestre de 2020 registaram-se 39 ofertas de gás e 64 ofertas duais, num total de 103 ofertas.



Evolução dos preços das ofertas de gás natural

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta de gás mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante, apresentando um decréscimo no 4.º trimestre de 2019. No 1.º trimestre de 2020, esta diferença corresponde a 103 euro/ano.

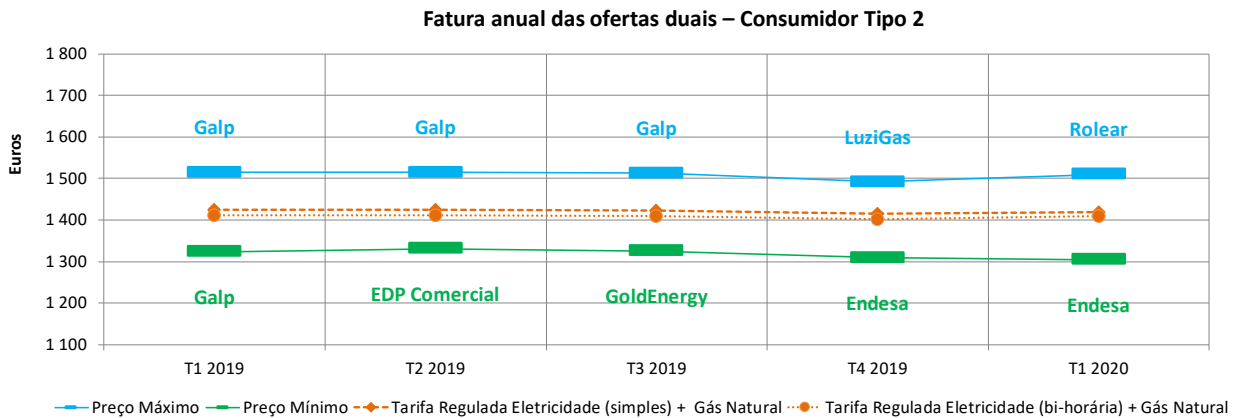
Comparativamente com o Mercado Regulado, verifica-se que a oferta de gás de menor preço é sempre mais competitiva do que a Tarifa Regulada.



Evolução dos preços das ofertas duais

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta dual mais competitiva e a menos competitiva manteve-se praticamente constante. No 1.º trimestre de 2020, esta diferença corresponde a 205 euro/ano.

Em comparação com as Tarifas Reguladas no gás e na eletricidade verifica-se que a oferta comercial dual com menor preço é sempre mais competitiva do que as tarifas do Mercado Regulado.

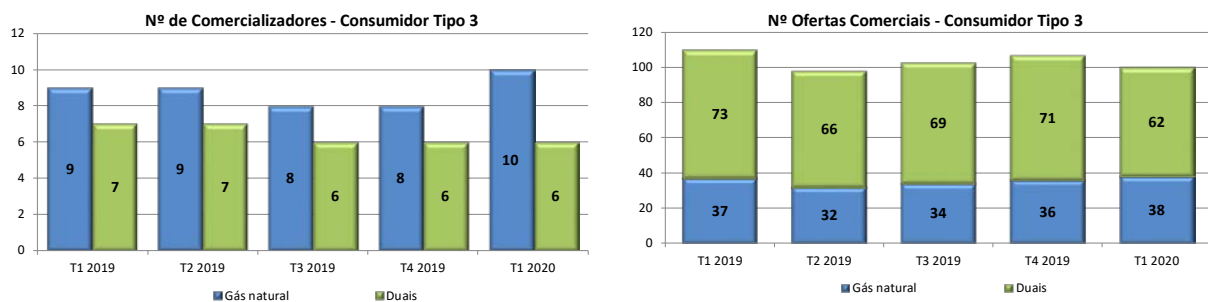


14.2.3 CONSUMIDOR TIPO 3

Evolução do número de comercializadores e do número de ofertas

No trimestre mais recente o consumidor tipo 3 dispunha de dez comercializadores com ofertas de gás e seis comercializadores com ofertas duais. O número de comercializadores com ofertas de gás aumentou do 4.º trimestre de 2019 para o 1.º trimestre de 2020, tendo-se mantido constante o número de comercializadores com ofertas duais.

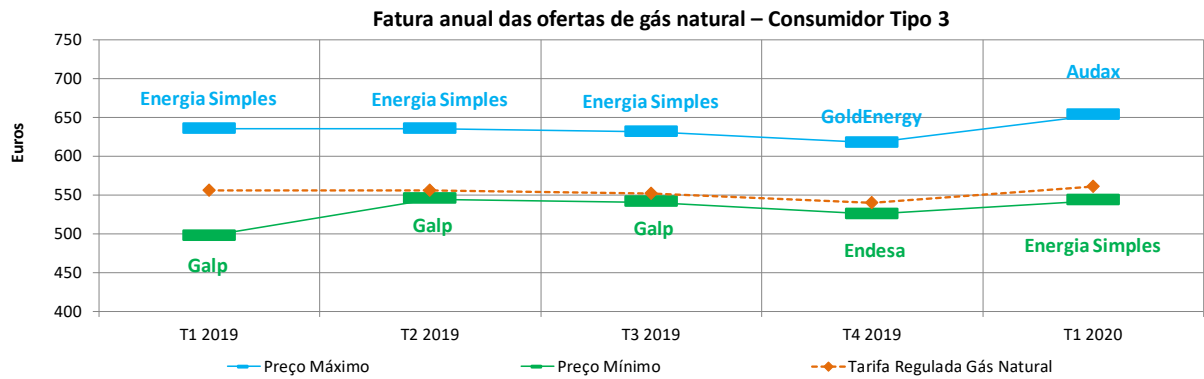
Ao longo do período analisado o número de ofertas comerciais atingiu um valor máximo no 1.º trimestre de 2019, com um total de 110 ofertas comerciais. No 1.º trimestre de 2020 registaram-se 38 ofertas de gás e 62 ofertas duais, num total de 100 ofertas.



Evolução dos preços das ofertas de gás natural

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta de gás mais competitiva e a menos competitiva mantém-se praticamente constante, com exceção do 1.º trimestre de 2019, onde se registaram valores mais elevados. No 1.º trimestre de 2020, esta diferença corresponde a 110 euro/ano.

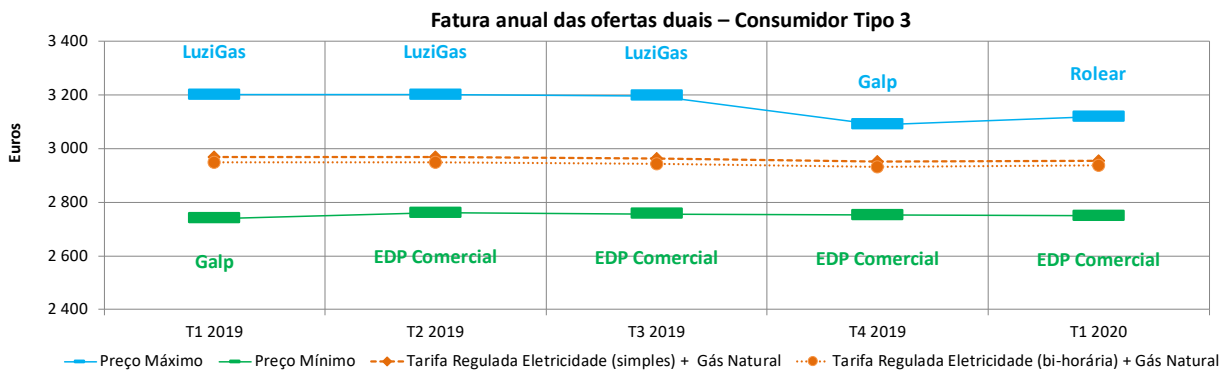
Em comparação com o Mercado Regulado, verifica-se que a oferta de gás de menor preço é sempre mais competitiva do que a Tarifa Regulada, sendo essa diferença bastante reduzida a partir do 2.º trimestre de 2019.



Evolução dos preços das ofertas duais

Ao longo do período em análise, a diferença entre a oferta dual mais competitiva e a menos competitiva manteve-se constante até ao 3.º trimestre de 2019, registando um decréscimo no 4.º trimestre de 2019. No 1.º trimestre de 2020, esta diferença corresponde a 370 euro/ano.

Em comparação com as Tarifas Reguladas no gás e na eletricidade, verifica-se que a oferta comercial dual com menor preço é sempre mais competitiva do que as tarifas do Mercado Regulado.



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

Neste capítulo é efetuada uma comparação das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural entre Portugal e Espanha. Na comparação de preços das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural são consideradas as tarifas de acesso ao sistema de gás natural atualmente em vigor, em Espanha (ES), e as tarifas de gás natural para o ano gás 2020-2021, em Portugal (PT).

Em Espanha, o Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que regula o acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural e que estabelece o sistema económico integrado do setor de gás natural, define no capítulo IV, a estrutura das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural. As tarifas de acesso ao sistema de gás natural em Espanha são fixadas anualmente, com possibilidade de atualização trimestral, sendo que as tarifas em vigor desde 1 de janeiro de 2020, e consideradas nesta análise, foram estabelecidas pela Orden TEC/1367/2018, de 20 dezembro (não houve variação dos preços das tarifas de acesso em Espanha, em relação às tarifas de acesso que vigoraram nos anos de 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019).

15.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS

Em Portugal a tarifa de receção de GNL é uma tarifa monómia, com um termo de energia, definido em EUR/kWh. Em Espanha, a tarifa de descarga de navios é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em EUR/navio, e por um termo de energia, definido em EUR/kWh.

No Quadro 15-1 apresentam-se os preços considerados para a parcela de receção de GNL, em ambos os países.

Quadro 15-1 - Preços da parcela de Receção de GNL⁴⁸

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	33 978
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000043	0,000069

⁴⁸ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1259/2019, de 20 dezembro, tendo como referência o terminal de Huelva.

Em ambos os países 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 ou (EUR/kWh/dia)/mês.

Em Portugal a tarifa de Armazenamento de GNL tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral, produto mensal e produto diário (nas tarifas para o ano gás 2020-2021 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 15-2 apresentam-se os preços considerados para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países.

Quadro 15-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL⁴⁹

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo de Capacidade (EUR/kWh/dia)/dia	0,00001890	0,00001890	0,00001890	0,00001890	0,000032400

A tarifa de Regaseificação inclui a atividade de vaporização ou carga de cisternas de GNL, sendo que para efeitos de comparação de preços apenas se considera a atividade de regaseificação. Em ambos os países a tarifa de Regaseificação é uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/mês, e por um termo de energia, definido em EUR/kWh.

Em Portugal a tarifa de Regaseificação de GNL tem preços diferenciados para o termo de capacidade, de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral, produto mensal, produto diário e produto intra-diário (nas tarifas para o ano gás 2020-2021 os preços são diferentes para cada um destes produtos de capacidade).

Em Espanha, através da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram definidas tarifas a aplicar a contratos com duração inferior a 1 ano: contrato trimestral, contrato mensal, contrato diário e contrato intra-diário. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam ao termo de capacidade da tarifa de Regaseificação, de acordo com o período de duração do contrato em causa. No anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram estabelecidos os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração, apresentados no Quadro 15-3.

⁴⁹ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1259/2019, de 20 dezembro.

Quadro 15-3 - Coeficientes a aplicar nos contratos de curta duração, em Espanha

Mês	Produto Intradiário	Produto Diário	Produto Mensal	Produto Trimestral
Janeiro	0,25	0,15	2,30	1,91
Fevereiro	0,22	0,13	2,00	
Março	0,21	0,13	1,90	
Abril	0,16	0,09	1,40	1,21
Mai	0,16	0,09	1,20	
Junho	0,13	0,08	1,00	
Julho	0,14	0,08	1,20	1,08
Agosto	0,11	0,07	1,00	
Setembro	0,13	0,08	1,20	
Outubro	0,15	0,09	1,30	1,36
Novembro	0,16	0,09	1,40	
Dezembro	0,18	0,11	1,60	

No quadro seguinte apresentam-se os preços considerados para a parcela de regaseificação de GNL, em Portugal e Espanha (não é considerado o produto de capacidade intra-diário de Portugal).

Quadro 15-4 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL⁵⁰

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 (*)	0,00014769	0,00019200	0,00022153	0,00029538	0,019612
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00012652	0,00012652	0,00012652	0,00012652	0,000116

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

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 2020-2021.

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 4,4 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.

⁵⁰ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1259/2019, de 20 dezembro.

Figura 15-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha

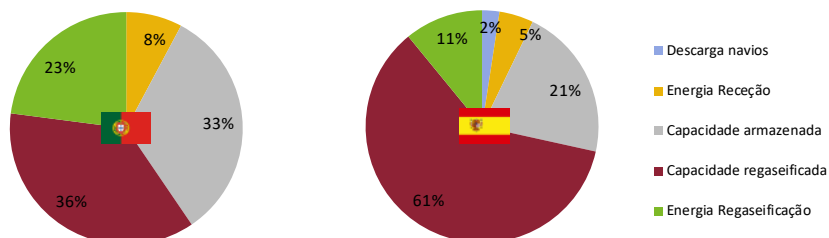
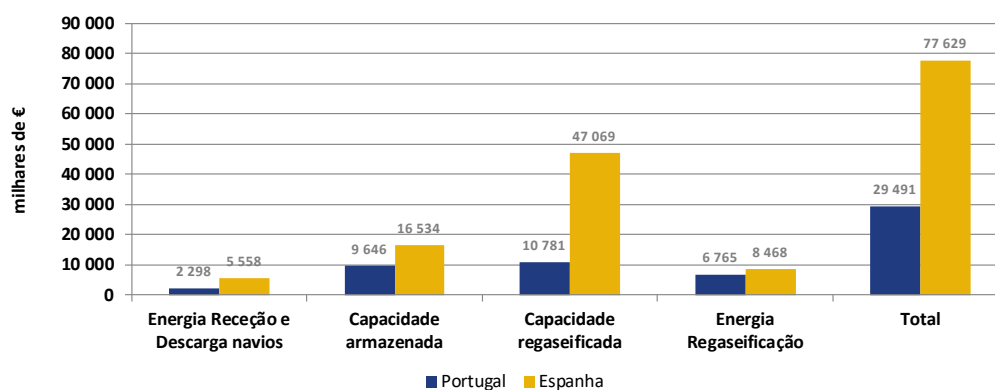


Figura 15-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha



Na Figura 15-3, na Figura 15-4, na Figura 15-5 e na Figura 15-6 apresenta-se a evolução dos preços médios de acesso no Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de Portugal e de Espanha, em função do número anual de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de 975 GWh (140 000 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. No caso da descarga de navios em Espanha é considerado o terminal de Huelva como referência.

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 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 fatores de penalização ao termo fixo da tarifa de Regaseificação de GNL. Para cada um destes contratos com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são considerados dois cenários distintos: o Cenário Pessimista, onde os fatores de penalização são aplicados por ordem decrescente, e o Cenário Otimista, com uma aplicação dos fatores de penalização na ordem inversa. 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).

Figura 15-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)

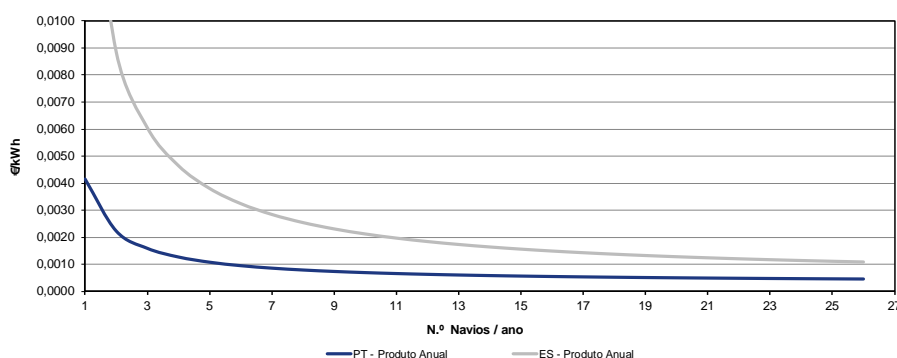


Figura 15-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

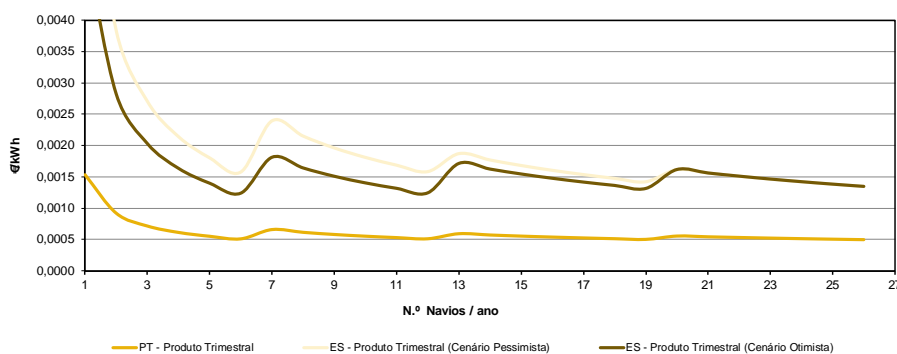


Figura 15-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)

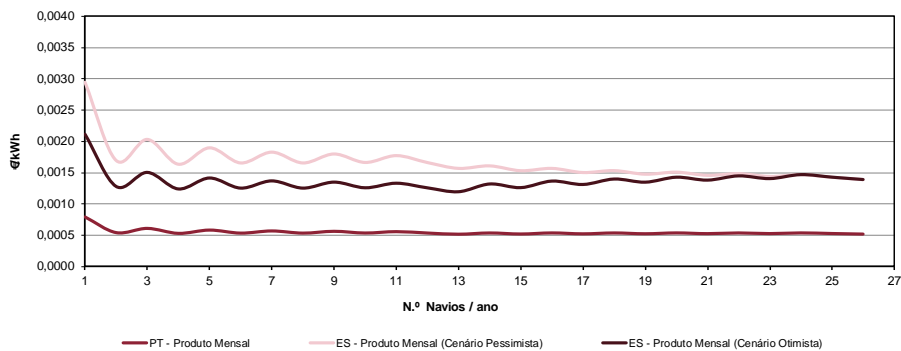
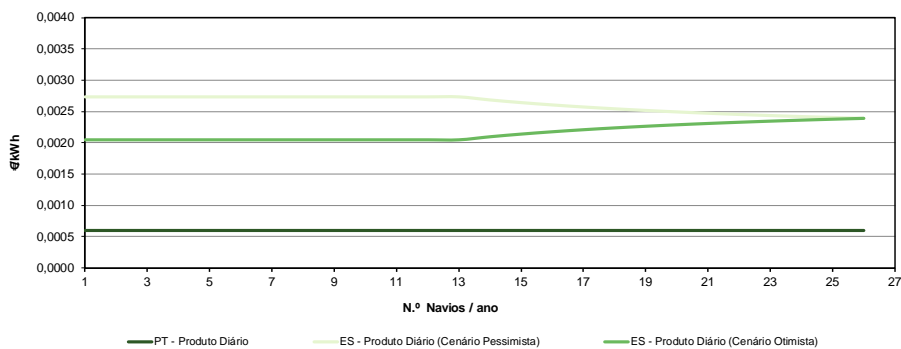


Figura 15-6 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)



Comparando os preços médios de utilização do terminal conclui-se que:

- Com contratos anuais verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL é mais baixo em Portugal do que em Espanha, sendo o diferencial de preços maior para um número de descargas mais reduzido.
- Com contratos de duração inferior a 1 ano (contratos trimestrais, mensais e diários) verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL em Portugal é sempre mais baixo do que em Espanha.

15.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Em Portugal e em Espanha 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)/mês, e por dois termos variáveis aplicáveis ao volume de gás injetado e extraído, definidos em EUR/kWh.

Em Portugal o termo de capacidade da tarifa de Armazenamento de GNL tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral, produto mensal e produto diário (nas tarifas para o ano gás 2020-2021 os preços do produto anual e trimestral são iguais).

Em Espanha, através da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram definidas tarifas a aplicar a contratos com duração inferior a 1 ano: contratos intradiários, contratos diários, contratos mensais e trimestrais. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam ao termo de capacidade e aos termos variáveis de injeção e extração da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, de acordo com o período de duração do contrato em causa. No anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram estabelecidos os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração apresentados no Quadro 15-3.

No quadro seguinte apresentam-se os preços considerados para a tarifa de Armazenamento Subterrâneo, em Portugal e Espanha.

Quadro 15-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo⁵¹

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 (EUR/kWh)	0,00012215	0,00012215	0,00012215	0,00012215	0,000244
Termo de Extração (EUR/kWh)	0,00012215	0,00012215	0,00012215	0,00012215	0,000131
Termo de Capacidade (EUR/(kWh/dia)/mês) (*)	0,000016	0,000016	0,000017	0,00001795	0,000411

(*) (EUR/(kWh/dia)/dia) em PT, para o produto diário

Na Figura 15-7 e na Figura 15-8 é feita a comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização do armazenamento subterrâneo de 365 dias (12 meses de armazenamento), correspondente ao produto anual.

⁵¹ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1259/2019, de 20 dezembro.

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 15-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha

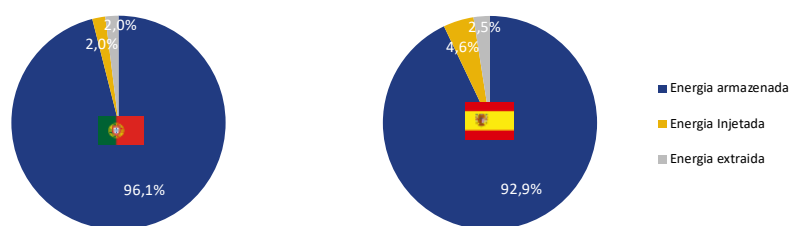
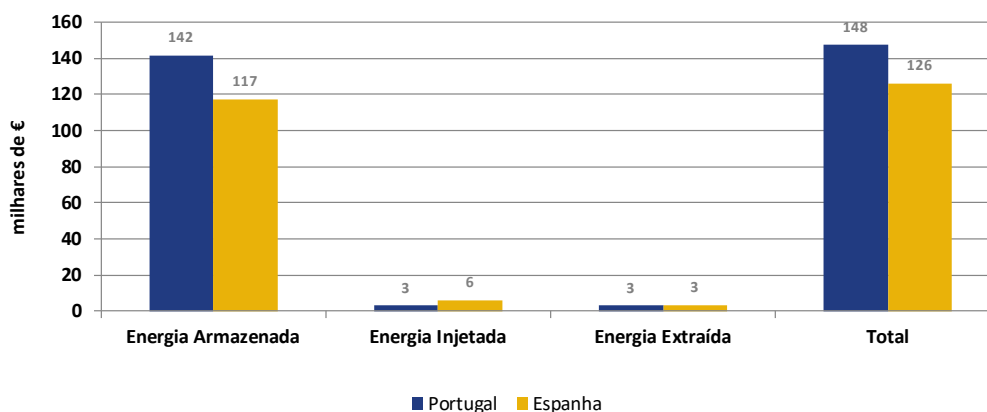


Figura 15-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha



Da Figura 15-9 à Figura 15-12 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 fatores de penalização ao termo de capacidade e aos termos variáveis de injeção e extração do Armazenamento Subterrâneo. Para cada um destes contratos com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são considerados dois cenários distintos, tal como descrito no ponto 15.1.

Figura 15-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)

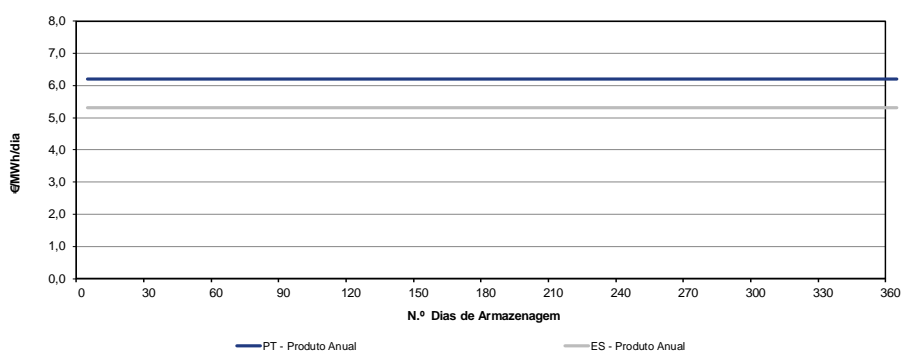


Figura 15-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

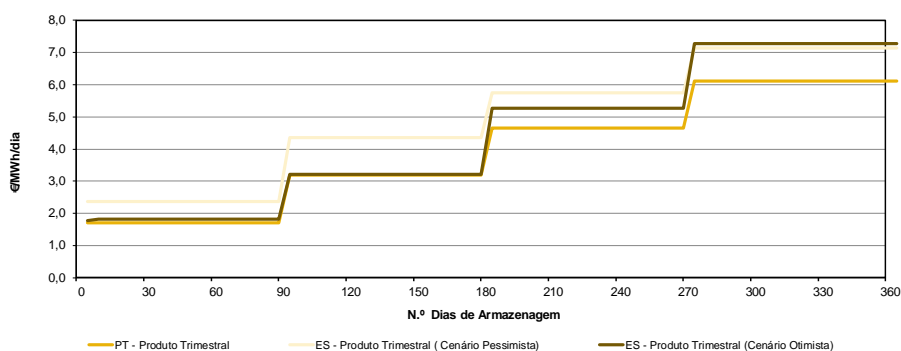


Figura 15-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal)

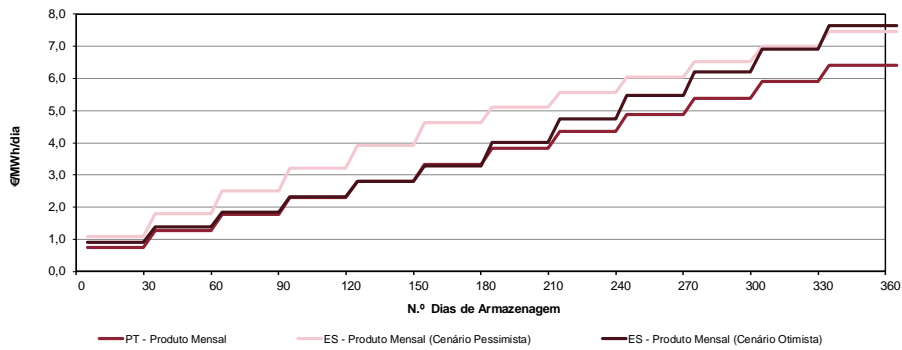
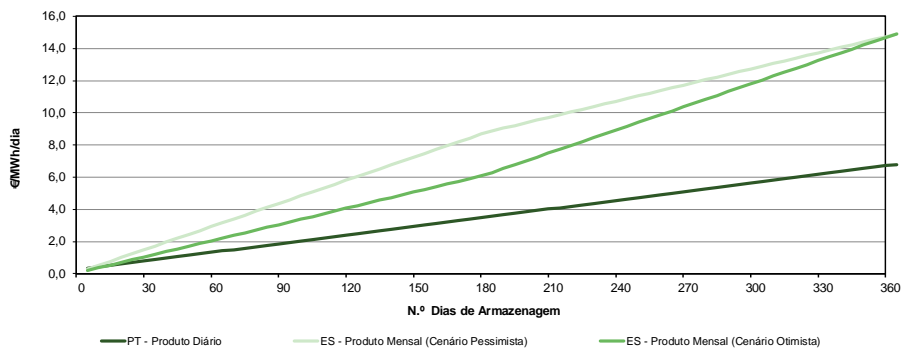


Figura 15-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)



Verifica-se que para contratos anuais os preços de acesso ao armazenamento subterrâneo são mais vantajosos em Espanha do que em Portugal. No caso dos contratos com uma duração inferior a 1 ano (contratos trimestrais, mensais e diários) os preços de acesso ao armazenamento subterrâneo em Portugal são, de uma forma geral, mais vantajosos do que em Espanha (cenário otimista e cenário pessimista).

15.3 TARIFA DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

Em Portugal as tarifas de acesso à rede de transporte aplicam-se às redes de alta pressão (AP) para entrega a clientes em AP e para entrega a produtores de eletricidade em regime ordinário, com duas opções tarifárias distintas: Longas Utilizações e opção Flexível (contrato diário, contrato exclusivamente mensal e contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão). Na análise comparativa apenas se consideram como opções flexíveis a opção flexível diária e a opção exclusivamente mensal:

- Para a opção de Longas Utilizações a tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal tem duas componentes: um termo de capacidade utilizada, em EUR/(kWh/dia)/mês, e um termo de energia, definido em EUR/kWh. A capacidade utilizada, definida com base no histórico de capacidade dos últimos 12 meses, é contratada por um período anual, sendo o seu preço igual durante esse período.
- Para a opção flexível diária e para a opção exclusivamente mensal a tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal tem duas componentes: um termo de capacidade utilizada, em EUR/(kWh/dia)/mês, e um termo de energia, definido em EUR/kWh, sendo o pagamento de capacidade apenas devido nos meses com consumos de gás natural. A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.

Com a opção flexível diária, o preço da capacidade diária nos meses de verão (abril a setembro) é 6 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 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações.

Com a opção flexível exclusivamente mensal, 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 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de Longas Utilizações.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas de acesso à rede de transporte de alta pressão, em Portugal, para o ano gás 2019-2020, para as opções consideradas nesta análise.

Quadro 15-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário, em Portugal

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 Adicional (outubro a março)	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000533	0,006992			0,00022988		
Flexível Diária	0,000533					0,00137928	0,00229880
Flexível Mensal	0,000533		0,010488	0,020976		0,00034481	0,00068963
Flexível Anual	0,000533	0,006992	0,010488		0,00022988	0,00034481	

Quadro 15-7 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a clientes finais em AP, em Portugal

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 Adicional (outubro a março)	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)	(EUR/(kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000373	0,006992			0,00022988		
Flexível Diária	0,000373					0,00137928	0,00229880
Flexível Mensal	0,000373		0,010488	0,020976		0,00034481	0,00068963
Flexível Anual	0,000373	0,006992	0,010488		0,00022988	0,00034481	

Em Espanha, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes ⁵²: (i) um termo fixo de reserva de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/mês; (ii) um termo de transporte (conducción), função da pressão de desenho a que a instalação do consumidor esteja ligada, e composto por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/mês (grupos de clientes 1 e 2) ⁵³ ou por um termo fixo, definido em EUR/mês (grupo de clientes 3) ⁵⁴, e por um termo variável, definido em EUR/kWh. Os valores dos termos fixo e variável são função da pressão de abastecimento e do consumo anual.

O termo de reserva de capacidade de transporte e distribuição é aplicável ao caudal diário a faturar a cada utilizador com contrato de acesso e é faturado pela empresa de transporte detentora das instalações onde está situado o ponto de entrega de gás natural ao sistema de transporte e distribuição. O termo de transporte é faturado pela empresa de distribuição detentora das instalações onde está situado o ponto de entrega de gás natural ao consumidor.

⁵² Artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

⁵³ Grupo 1: Consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja superior a 60 bar.

Grupo 2: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja superior a 4 bar e inferior ou igual a 60 bar.

⁵⁴ Grupo 3: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja inferior ou igual a 4 bar.

Considerando que o sistema tarifário espanhol agrega a rede de transporte e a rede de distribuição, a comparação dos preços médios, associados ao uso da rede de transporte, entre Portugal e Espanha, é efetuada para os quatro maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol, dado que em Portugal apenas existem consumidores em Alta Pressão com consumos desta ordem de grandeza. O grupo 1 não foi incluído dado não existir nenhum consumidor em Portugal com este perfil.

No Quadro 15-8 são apresentados os valores do termo de reserva de capacidade e da componente fixa e variável do termo de transporte da tarifa de Transporte e Distribuição a vigorar em Espanha, para os quatro maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol.

Quadro 15-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha⁵⁵

USO DA REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	PREÇOS ES
Termo Fixo de Reserva de Capacidade (€/kWh/dia)/mês	0,010848
Termos de Transporte	
Tarifa 2.3: 30≥...>5 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,044971
Termo variável (€/kWh)	0,0012490
Tarifa 2.4: 100≥...>30 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,041210
Termo variável (€/kWh)	0,0011210
Tarifa 2.5: 500≥...>100 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,037887
Termo variável (€/kWh)	0,0009830
Tarifa 2.6: >500 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,034848
Termo variável (€/kWh)	0,0008520

Na análise comparativa da tarifa de acesso à rede de transporte, em Portugal e Espanha, consideram-se os seguintes pressupostos:

- Em Portugal são utilizadas as tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2020-2021, abrangendo a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- São utilizadas duas modulações distintas nos pontos de saída da rede: uma modulação de 254 dias para os clientes em AP e uma modulação de 269 dias para os centros electroprodutores.

⁵⁵ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1259/2019, de 20 dezembro.

- Para além das tarifas de acesso associadas ao ponto de saída, no cálculo do uso da rede de transporte em Portugal, é também aplicado ao ponto de entrada (utilizando como referência o Terminal de Sines) um termo de capacidade contratada, considerando-se o custo do produto anual. É utilizada uma modulação de 200 dias.
- Na aplicação das tarifas em Espanha não foi considerado nenhum agravamento dos termos de capacidade de utilização associados quer ao termo de reserva de capacidade, quer ao termo de transporte.

15.3.1 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA MODULAÇÕES CONSTANTES E EM FUNÇÃO DO CONSUMO

Na Figura 15-13 e Figura 15-14 apresenta-se a relação entre 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 254 dias e 269 dias, respetivamente.

Verifica-se que para a generalidade dos clientes industriais e ciclos combinados os preços médios de acesso pagos em Portugal são inferiores aos preços médios pagos em Espanha.

Figura 15-13 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados à rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 254 dias)

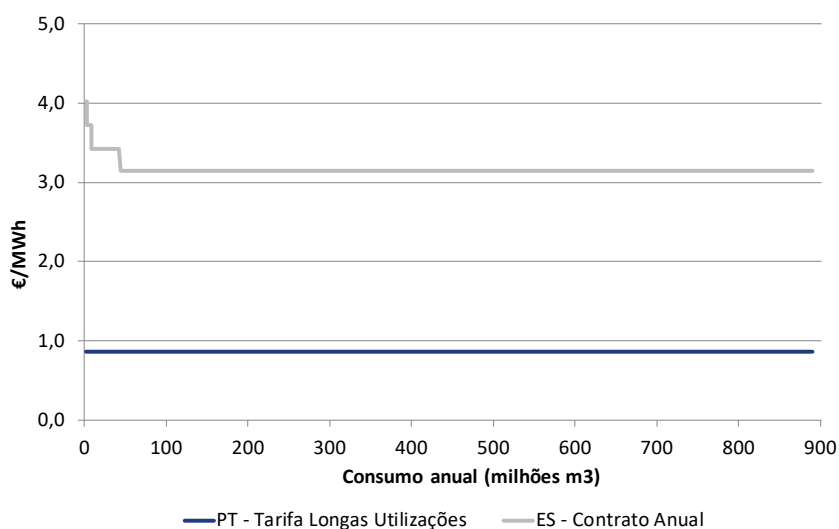
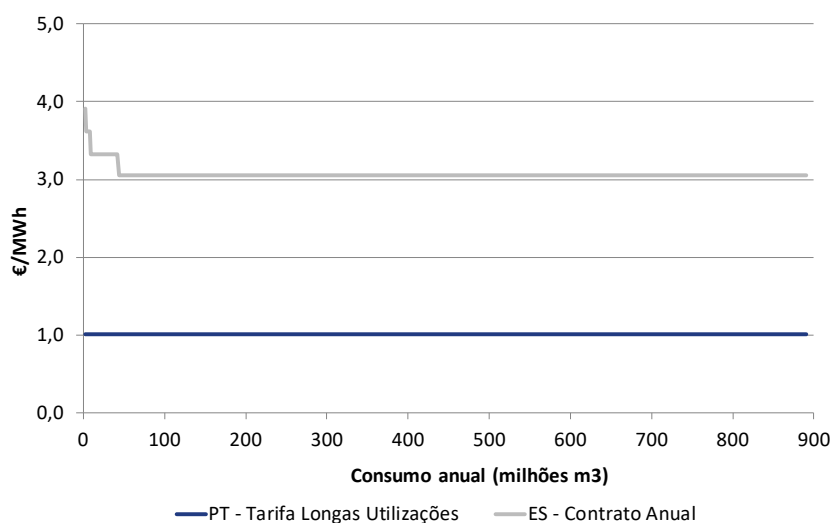


Figura 15-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados à rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 269 dias)



15.3.2 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 valores de modulação, determinada pelo rácio entre o consumo anual e a capacidade utilizada.

Na análise comparativa entre Portugal e Espanha são considerados dois exemplos distintos, a saber, centro electroprodutor e cliente industrial ligado em alta pressão, com as seguintes características:

- Considera-se um **centro electroprodutor** com uma capacidade instalada de 7,3 GWh/dia (correspondente a uma central de ciclo combinado com uma potência instalada de 400 MW, rendimento de 55% e 10 horas de funcionamento diário), funcionando 5 dias úteis por semana.
- Considera-se um **cliente industrial ligado em alta pressão** com uma capacidade instalada de 3,9 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 gradual 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 três cenários distintos, com a aplicação da tarifa de longas utilizações, a opção flexível exclusivamente mensal e a opção flexível diária.

Em Espanha, através da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram definidas tarifas a aplicar a contratos com duração inferior a 1 ano: contratos intradiários, contratos diários, contratos mensais e contratos trimestrais. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam ao termo de reserva de capacidade da tarifa de Transporte e Distribuição e ao termo de capacidade de transporte da tarifa de Transporte e Distribuição, de acordo com o período de duração do contrato em causa. No anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram estabelecidos os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração, apresentados no Quadro 15-3.

Para cada um destes contratos com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são considerados dois cenários distintos, de acordo com o descrito no ponto 15.1.

A utilização da opção flexível em Portugal e dos contratos mensal e diário em Espanha implica a perda de prioridade na utilização da capacidade da rede, face aos utilizadores da opção de longas utilizações.

15.3.2.1 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA CLIENTES INDUSTRIAIS EM AP, EM FUNÇÃO DA MODULAÇÃO

ESTRATÉGIA DE ENCHIMENTO UNIFORME

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás natural, para um cliente industrial em AP, para os contratos com duração igual e inferior a 1 ano, tendo por base a estratégia de enchimento uniforme. De notar que com esta estratégia de enchimento não existe diferenciação de preços na tarifa flexível mensal otimista e pessimista, em Portugal.

Figura 15-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração inferior a 1 ano)

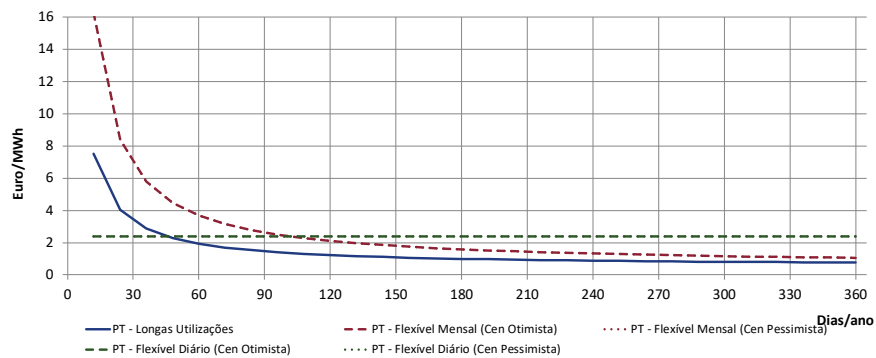


Figura 15-16 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)

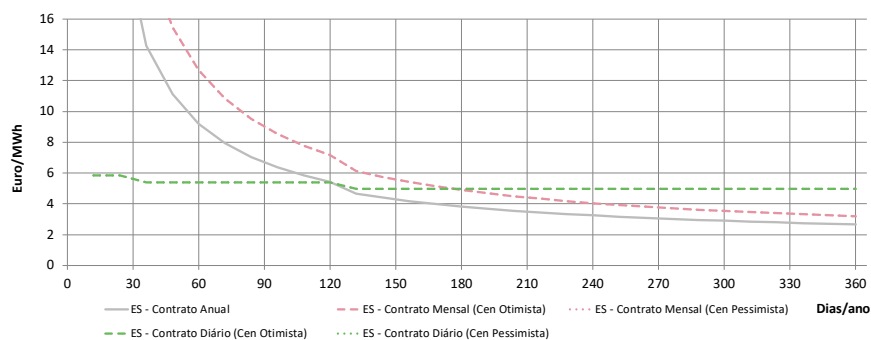


Figura 15-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

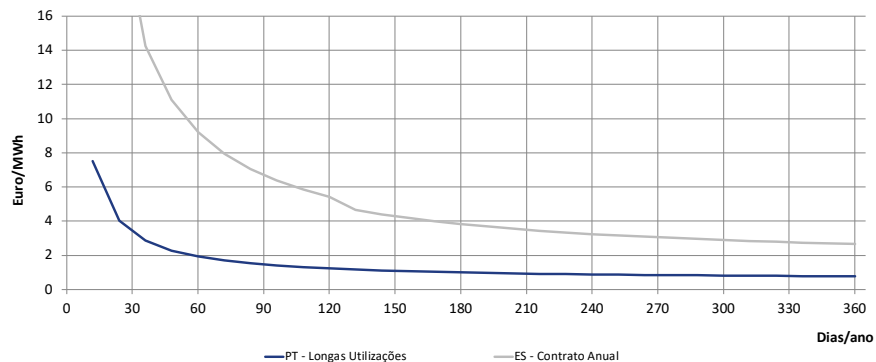
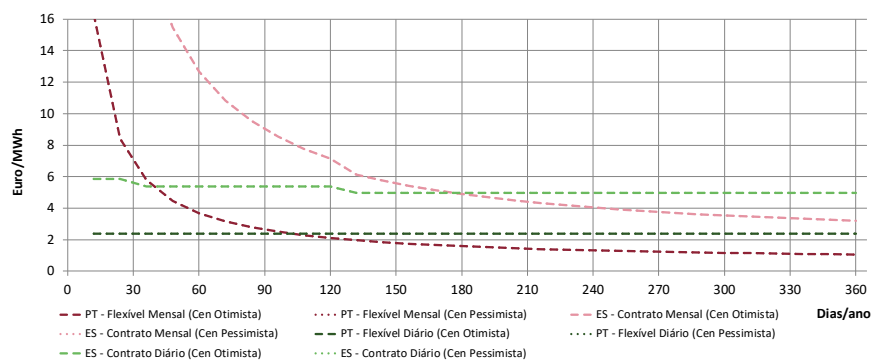


Figura 15-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



Da análise das figuras anteriores verifica-se que:

- A opção de longas utilizações em Portugal é globalmente mais favorável do que o contrato anual em Espanha, sendo o diferencial de preços médios superior para modulações mais baixas.
- Em Portugal a opção flexível diária é a melhor opção tarifária para modulações reduzidas, inferiores a 50 dias. Para modulações superiores a 45 dias a melhor opção tarifária corresponde às longas utilizações.
- Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano, em Portugal e Espanha, verifica-se que o contrato diário em Portugal é o mais favorável para modulações reduzidas, inferiores a 100 dias. Para modulações superiores a 100 dias o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal é o mais vantajoso.

ESTRATÉGIA DE ENCHIMENTO PROGRESSIVO

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás natural, para um cliente industrial em AP, para os contratos com duração superior e inferior a 1 ano, tendo por base a estratégia de enchimento progressivo.

Figura 15-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração inferior a 1 ano)

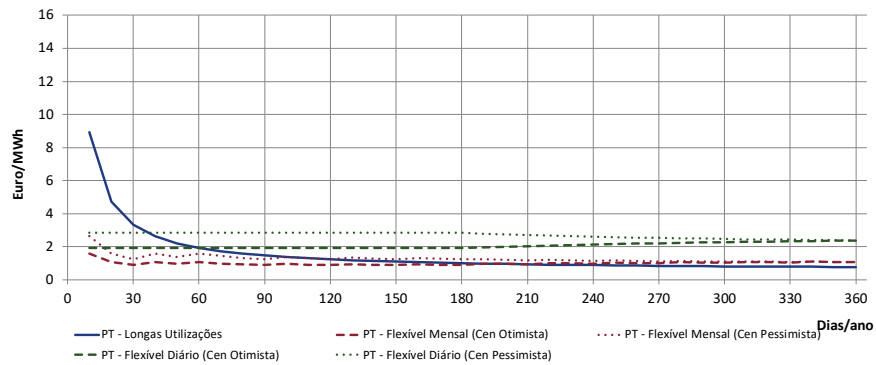


Figura 15-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)

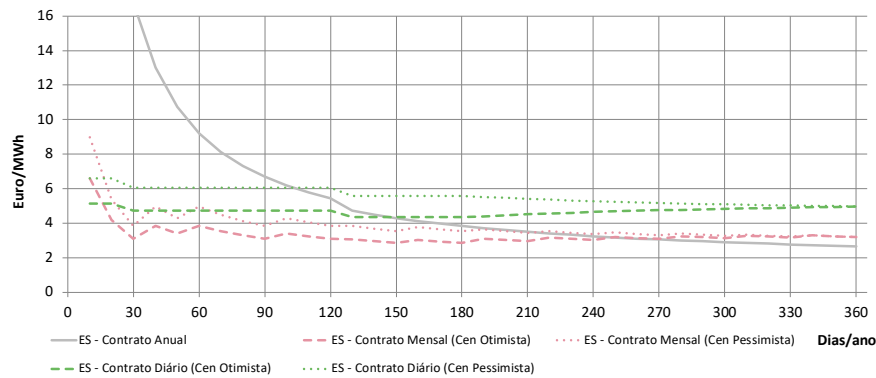


Figura 15-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

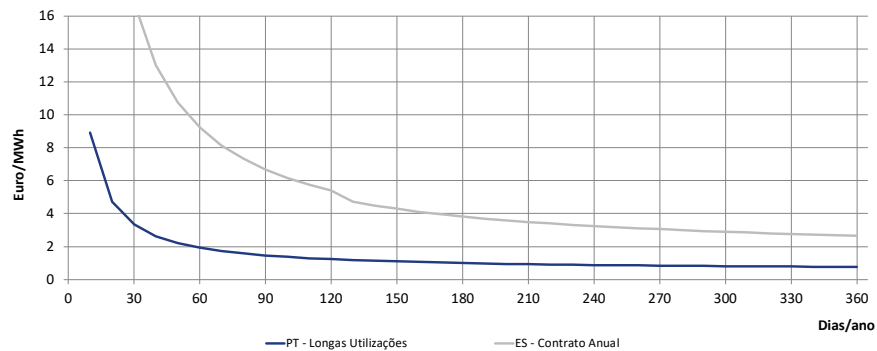
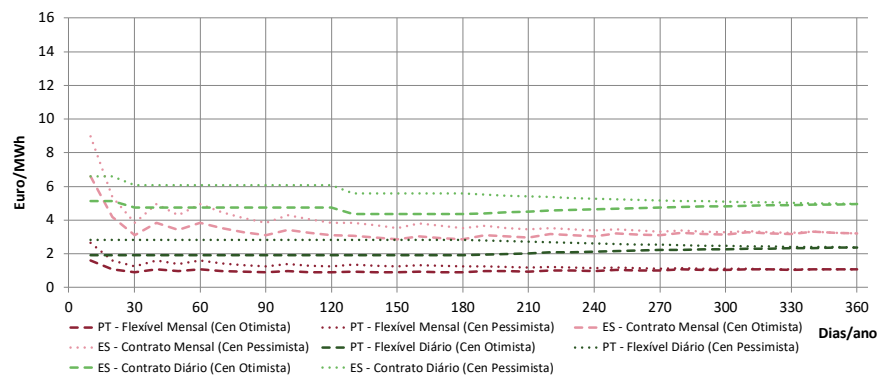


Figura 15-22 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



Da análise das figuras anteriores verifica-se que:

- A opção de longas utilizações em Portugal é globalmente mais favorável do que o contrato anual em Espanha, sendo o diferencial de preços médios superior para modulações mais baixas.
- Em Portugal a opção flexível exclusivamente mensal (cenário otimista) é globalmente a melhor opção tarifária de acesso às redes para modulações inferiores a 210 dias. Para modulações mais elevadas os preços da opção de longas utilizações são mais vantajosos.
- Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano, em Portugal e Espanha, verifica-se que o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal (cenário otimista) é globalmente mais favorável.

15.3.2.2 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA CENTROS ELECTROPRODUTORES, EM FUNÇÃO DA MODULAÇÃO

ESTRATÉGIA DE ENCHIMENTO UNIFORME

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás natural, para um centro electroprodutor, para os contratos com duração superior e inferior a 1 ano, tendo por base a estratégia de enchimento uniforme. De notar que com esta estratégia de enchimento não existe diferenciação de preços na tarifa flexível mensal otimista e pessimista, em Portugal.

Figura 15-23 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal (contratos com duração inferior a 1 ano)

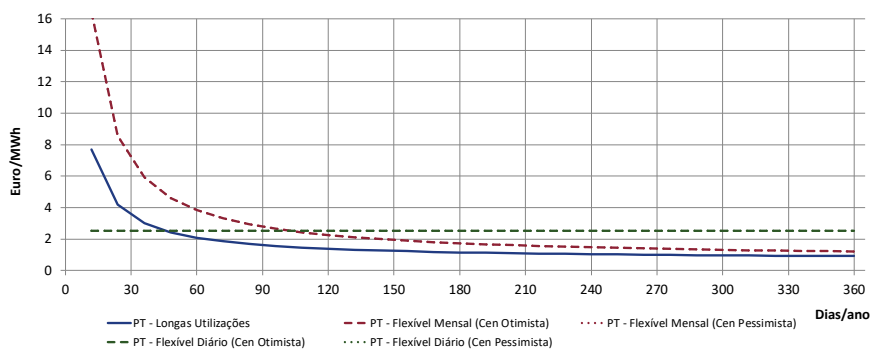


Figura 15-24 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)

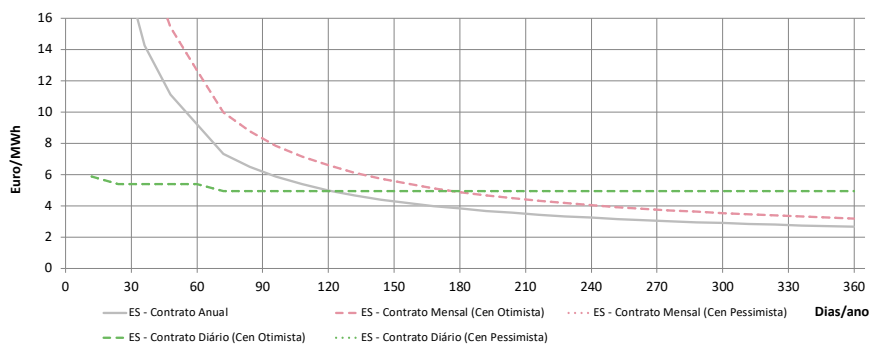


Figura 15-25 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

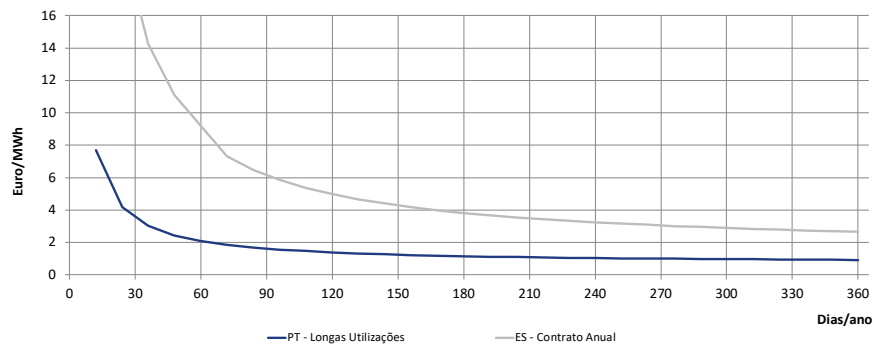
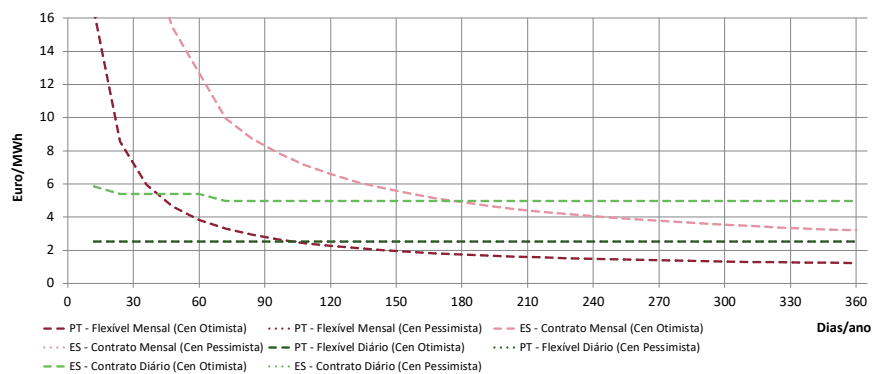


Figura 15-26 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



Da análise das figuras anteriores verifica-se que:

- A opção de longas utilizações em Portugal é globalmente mais favorável do que o contrato anual em Espanha, sendo o diferencial de preços médios superior para modulações mais baixas.
- Em Portugal a opção flexível diária é a melhor opção tarifária para modulações reduzidas, inferiores a 50 dias. Para modulações superiores a 45 dias a melhor opção tarifária corresponde às longas utilizações.
- Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano, em Portugal e Espanha, verifica-se que o contrato diário em Portugal é o mais favorável para modulações reduzidas, inferiores a 100 dias. Para modulações superiores a 100 dias o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal é o mais vantajoso.

ESTRATÉGIA DE ENCHIMENTO PROGRESSIVO

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás natural, para um centro electroprodutor, para os contratos com duração superior e inferior a 1 ano, tendo por base a estratégia de enchimento progressivo.

Figura 15-27 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal (contratos com duração inferior a 1 ano)

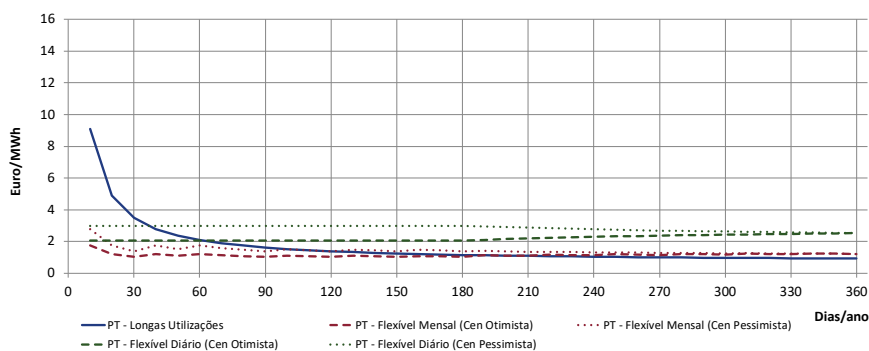


Figura 15-28 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)

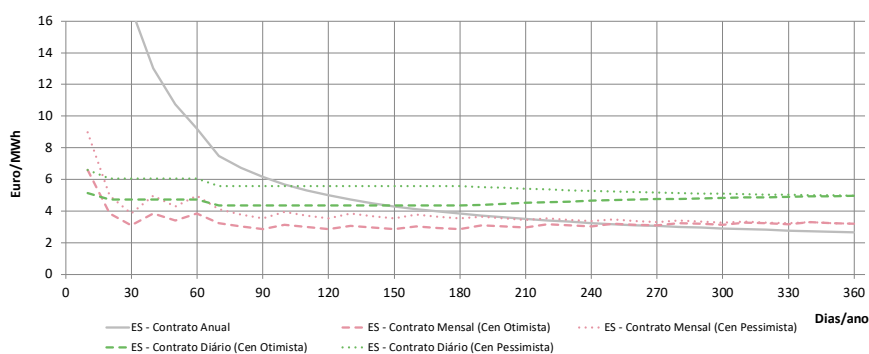


Figura 15-29 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

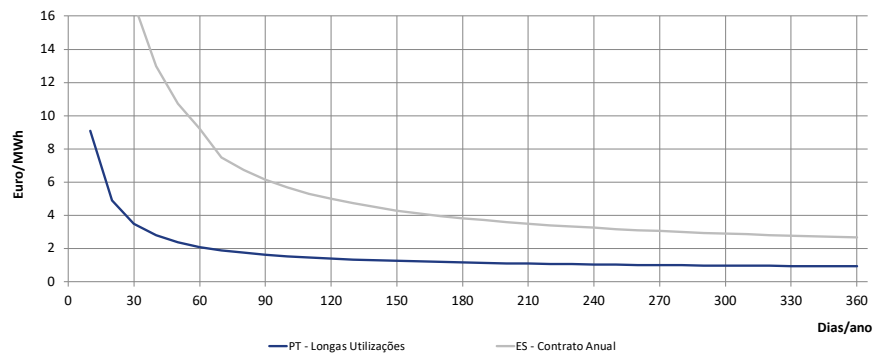
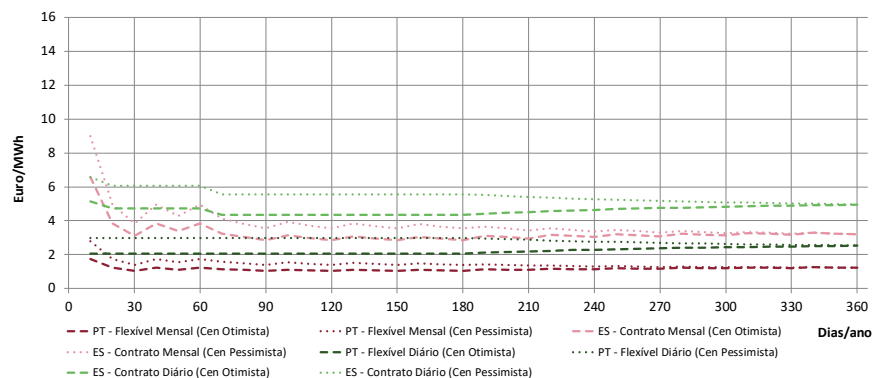


Figura 15-30 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



Da análise das figuras anteriores verifica-se que:

- A opção de longas utilizações em Portugal é globalmente mais favorável do que o contrato anual em Espanha, sendo o diferencial de preços médios superior para modulações mais baixas.
- Em Portugal a opção flexível exclusivamente mensal (cenário otimista) é globalmente a melhor opção tarifária de acesso às redes para modulações inferiores a 210 dias. Para modulações mais elevadas os preços da opção de longas utilizações são mais vantajosos.
- Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano, em Portugal e Espanha, verifica-se que o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal (cenário otimista) é globalmente mais favorável.

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 2020 pelos operadores das redes, em cada Município, para os fornecimentos em BP< e BP> e MP⁵⁶.

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 2020-2021⁵⁷.

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, considerando as tarifas aditivas a vigorar no ano gás 2020-2021⁵⁸.

⁵⁶ Os restantes Municípios estão a aplicar TOS nulas.

⁵⁷ Para este exercício assumiu-se dois clientes tipo: (a) cliente em BP< com consumo anual de 250 m³ (aproximadamente) e (b) cliente em MP e BP> com consumo anual de 200 000 m³ (aproximadamente).

⁵⁸ Para este exercício assumiu-se dois clientes tipo: (a) cliente em BP< com consumo anual de 250 m³ (aproximadamente) e (b) cliente em MP e BP> com consumo anual de 200 000 m³ (aproximadamente).

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	0,023284	0,020057	13,160476	0,002476
Beiragás	Fundão	0,002751	0,002370	1,554972	0,000293
Beiragás	Lamego	0,005538	0,004770	3,129964	0,000589
Beiragás	Lousã	0,002006	0,001728	1,134007	0,000213
Beiragás	Viseu	0,001670	0,001438	0,943625	0,000178
Beiragás	Vila Velha de Rodão	0,002289	0,001972	1,293753	0,000243
Dianagás	Évora	0,008480	0,007305	4,793267	0,000902
Dianagás	Sines	0,011309	0,009741	6,391927	0,001203
Sonorgás	Peso da Régua	0,002569	0,002207	1,452171	0,000272
Sonorás	Mirandela	0,002657	0,002283	1,501784	0,000282
Duriensegás	Chaves	0,004290	0,003696	2,424977	0,000456
Duriensegás	Amarante	0,005180	0,004462	2,927667	0,000551
Duriensegás	Vila Real	0,010210	0,008795	5,770805	0,001086
Lisboagás	Lisboa	0,003337	0,002875	1,886368	0,000355
Lisboagás	Sintra	0,008763	0,007548	4,952917	0,000932
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,007181	0,006186	4,058988	0,000764
Lisboagás	Azambuja	0,006716	0,005785	3,796032	0,000714
Lisboagás	Loures	0,007822	0,006738	4,421049	0,000832
Lisboagás	Mafra	0,008608	0,007415	4,865399	0,000915
Lisboagás	Odivelas	0,005084	0,004379	2,873542	0,000541
Lisboagás	Oeiras	0,004816	0,004148	2,721788	0,000512
Lisboagás	Torres Vedras	0,005891	0,005074	3,329642	0,000626
Lisboagás	Cascais	0,011021	0,009494	6,229340	0,001172
Lisboagás	Alenquer	0,002390	0,002058	1,350581	0,000254
Lisboagás	Amadora	0,001709	0,001472	0,966036	0,000182
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	0,020650	0,017788	11,671858	0,002196
Lusitaniagás	Estarreja	0,002451	0,002111	1,385277	0,000261
Lusitaniagás	Ovar	0,003648	0,003142	2,061804	0,000388
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	0,004276	0,003684	2,416967	0,000455
Lusitaniagás	Aveiro	0,002984	0,002570	1,686615	0,000317
Lusitaniagás	Coimbra	0,016831	0,014498	9,513150	0,001790
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,000080	0,000069	0,045357	0,000009
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	0,001715	0,001478	0,969517	0,000182
Lusitaniagás	Murtosa	0,002542	0,002190	1,436846	0,000270
Paxgás	Beja	0,004938	0,004254	2,791096	0,000525
Portgás	Braga	0,000899	0,000772	0,508229	0,000095
Portgás	Esposende	0,003062	0,002630	1,730708	0,000325
Portgás	Fafe	0,001270	0,001091	0,717545	0,000135
Portgás	Gondomar	0,000589	0,000506	0,333173	0,000063
Portgás	Guimarães	0,001438	0,001236	0,812916	0,000153
Portgás	Maia	0,004717	0,004052	2,666247	0,000500
Portgás	Matosinhos	0,004724	0,004058	2,670206	0,000501
Portgás	Paços de Ferreira	0,002360	0,002028	1,334124	0,000250
Portgás	Paredes	0,001332	0,001144	0,752965	0,000141
Portgás	Porto	0,001916	0,001646	1,082724	0,000203
Portgás	Póvoa Varzim	0,007222	0,006204	4,082061	0,000766
Portgás	Santo Tirso	0,003217	0,002763	1,818034	0,000341
Portgás	Trofa	0,000136	0,000117	0,076889	0,000014
Portgás	Valongo	0,007471	0,006418	4,222678	0,000792
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,000539	0,000463	0,304547	0,000057
Portgás	Vila Nova de Gaia	0,003911	0,003360	2,210813	0,000415
Portgás	Vizela	0,003315	0,002848	1,873701	0,000352
Setgás	Barreiro	0,007662	0,006600	4,330442	0,000815
Setgás	Seixal	0,009179	0,007907	5,188198	0,000976
Setgás	Almada	0,003664	0,003156	2,071070	0,000390
Setgás	Moita	0,011368	0,009792	6,425307	0,001209
Setgás	Montijo	0,005926	0,005105	3,349671	0,000630
Setgás	Palmela	0,002304	0,001985	1,302482	0,000245

Fonte: Área de concessão da Portgás⁵⁹, áreas de concessão do Grupo GALP⁶⁰, área de concessão da Tagusgás⁶¹, e área de concessão da Sonorgás⁶².

⁵⁹ <https://www.portgas.pt/index.php?id=420>

⁶⁰ <https://galpgasnaturaldistribuicao.pt/Centro-de-informacao/Diversos/Taxa-de-ocupacao-de-subsolo>

⁶¹ <http://www.tagusgas.pt/index.php?comp=destaque&id=10>

⁶² <http://sonorgas.pt/pt/servicos/clientes/taxa-ocupacao-subsolo/>

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	23,2	68,3%	4,9	68,3%
Beiragás	Fundão	2,7	8,1%	1,1	8,1%
Beiragás	Lamego	5,5	16,2%	1,4	16,2%
Beiragás	Lousã	2,1	6,0%	0,3	6,0%
Beiragás	Viseu	1,6	4,9%	0,4	4,9%
Beiragás	Vila Velha de Rodão	---	---	0,2	5,8%
Dianagás	Évora	8,4	24,9%	2,5	24,9%
Dianagás	Sines	11,5	33,5%	2,0	33,5%
Sonorgás	Peso da Régua	2,5	7,5%	2,0	7,5%
Sonorás	Mirandela	2,6	7,8%	1,5	7,8%
Duriensegás	Chaves	4,1	12,7%	1,6	12,7%
Duriensegás	Amarante	5,1	15,2%	1,3	15,2%
Duriensegás	Vila Real	9,8	30,2%	3,4	30,2%
Lisboagás	Lisboa	3,3	9,8%	1,0	9,8%
Lisboagás	Sintra	8,7	25,7%	1,9	25,7%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	7,3	21,2%	0,9	21,2%
Lisboagás	Azambuja	6,8	19,8%	0,9	19,8%
Lisboagás	Loures	7,9	23,1%	1,0	23,1%
Lisboagás	Mafra	8,6	25,2%	2,2	25,2%
Lisboagás	Odivelas	5,2	15,0%	1,6	15,0%
Lisboagás	Oeiras	4,7	14,2%	1,5	14,2%
Lisboagás	Torres Vedras	5,8	17,3%	0,7	17,3%
Lisboagás	Cascais	10,5	32,6%	4,2	32,6%
Lisboagás	Alenquer	2,4	7,0%	0,3	7,0%
Lisboagás	Amadora	1,7	5,0%	0,2	5,0%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	29,7	73,1%	---	---
Lusitaniagás	Estarreja	2,4	7,2%	0,3	7,2%
Lusitaniagás	Ovar	3,6	10,7%	0,6	10,7%
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	4,2	12,6%	0,6	12,6%
Lusitaniagás	Aveiro	2,9	8,8%	0,4	8,8%
Lusitaniagás	Coimbra	16,6	49,5%	5,2	49,5%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	1,7	5,0%	0,3	5,0%
Lusitaniagás	Murtosa	2,6	7,5%	1,0	7,5%
Paxgás	Beja	5,1	14,7%	1,7	14,7%
Portgás	Braga	0,9	2,6%	0,2	2,6%
Portgás	Esposende	3,1	9,0%	0,6	9,0%
Portgás	Fafe	1,3	3,7%	0,2	3,7%
Portgás	Gondomar	0,6	1,7%	0,2	1,7%
Portgás	Guimarães	1,4	4,2%	0,2	4,2%
Portgás	Maia	4,6	13,9%	0,7	13,9%
Portgás	Matosinhos	4,6	13,9%	0,9	13,9%
Portgás	Paços de Ferreira	2,4	6,9%	0,8	6,9%
Portgás	Paredes	1,3	3,9%	0,5	3,9%
Portgás	Porto	1,8	5,7%	0,6	5,7%
Portgás	Póvoa Varzim	7,4	21,4%	3,0	21,4%
Portgás	Santo Tirso	3,2	9,4%	0,4	9,4%
Portgás	Trofa	0,1	0,4%	0,0	0,4%
Portgás	Valongo	7,5	21,8%	3,3	21,8%
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,5	1,6%	0,1	1,6%
Portgás	Vila Nova de Gaia	3,8	11,5%	0,6	11,5%
Portgás	Vizela	3,4	9,8%	0,4	9,8%
Setgás	Barreiro	8,0	22,9%	1,4	22,9%
Setgás	Seixal	9,5	27,5%	1,1	27,5%
Setgás	Almada	3,8	10,9%	0,5	10,9%
Setgás	Moita	11,8	34,0%	5,6	34,0%
Setgás	Montijo	6,0	17,6%	0,9	17,6%
Setgás	Palmela	2,4	6,9%	0,3	6,9%

Nota: O município de Vila Velha de Ródão não tem clientes de BP> previstos para 2020.

O município de Arruda dos Vinhos não tem clientes de BP> e MP previstos para 2020.

Quadro I - 4 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte 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	23,2	37,7%	4,9	21,5%
Beiragás	Fundão	2,7	4,5%	1,1	4,8%
Beiragás	Lamego	5,5	8,9%	1,4	6,2%
Beiragás	Lousã	2,1	3,2%	0,3	1,3%
Beiragás	Viseu	1,6	2,8%	0,4	1,7%
Beiragás	Vila Velha de Rodão	---	---	0,2	1,1%
Dianagás	Évora	8,4	13,8%	2,5	11,0%
Dianagás	Sines	11,5	18,1%	2,0	9,0%
Sonorgás	Peso da Régua	2,5	4,2%	2,0	8,9%
Sonorás	Mirandela	2,6	4,4%	1,5	6,5%
Duriensegás	Chaves	4,1	7,2%	1,6	7,3%
Duriensegás	Amarante	5,1	8,5%	1,3	5,8%
Duriensegás	Vila Real	9,8	17,1%	3,4	14,9%
Lisboagás	Lisboa	3,3	5,5%	1,0	4,6%
Lisboagás	Sintra	8,7	14,2%	1,9	8,4%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	7,3	11,5%	0,9	3,9%
Lisboagás	Azambuja	6,8	10,8%	0,9	4,0%
Lisboagás	Loures	7,9	12,6%	1,0	4,5%
Lisboagás	Mafra	8,6	13,9%	2,2	9,7%
Lisboagás	Odivelas	5,2	8,2%	1,6	7,2%
Lisboagás	Oeiras	4,7	7,9%	1,5	6,9%
Lisboagás	Torres Vedras	5,8	9,6%	0,7	3,2%
Lisboagás	Cascais	10,5	18,5%	4,2	18,7%
Lisboagás	Alenquer	2,4	3,8%	0,3	1,3%
Lisboagás	Amadora	1,7	2,7%	0,2	1,1%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	29,7	29,7%	---	---
Lusitaniagás	Estarreja	2,4	4,0%	0,3	1,2%
Lusitaniagás	Ovar	3,6	6,0%	0,6	2,8%
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	4,2	7,0%	0,6	2,7%
Lusitaniagás	Aveiro	2,9	4,9%	0,4	1,7%
Lusitaniagás	Coimbra	16,6	27,5%	5,2	23,3%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,1	0,1%	0,0	0,0%
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	1,7	2,8%	0,3	1,2%
Lusitaniagás	Murtosa	2,6	4,1%	1,0	4,6%
Paxgás	Beja	5,1	7,9%	1,7	7,5%
Portgás	Braga	0,9	1,5%	0,2	1,0%
Portgás	Esposende	3,1	4,9%	0,6	2,7%
Portgás	Fafe	1,3	2,0%	0,2	0,9%
Portgás	Gondomar	0,6	0,9%	0,2	0,8%
Portgás	Guimarães	1,4	2,3%	0,2	0,8%
Portgás	Maia	4,6	7,8%	0,7	3,2%
Portgás	Matosinhos	4,6	7,8%	0,9	4,0%
Portgás	Paços de Ferreira	2,4	3,8%	0,8	3,6%
Portgás	Paredes	1,3	2,1%	0,5	2,1%
Portgás	Porto	1,8	3,3%	0,6	2,5%
Portgás	Póvoa Varzim	7,4	11,5%	3,0	13,1%
Portgás	Santo Tirso	3,2	5,2%	0,4	1,9%
Portgás	Trofa	0,1	0,2%	0,0	0,1%
Portgás	Valongo	7,5	12,0%	3,3	14,8%
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,5	0,9%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova de Gaia	3,8	6,4%	0,6	2,8%
Portgás	Vizela	3,4	5,3%	0,4	1,9%
Setgás	Barreiro	8,0	12,2%	1,4	6,4%
Setgás	Seixal	9,5	14,6%	1,1	4,9%
Setgás	Almada	3,8	5,9%	0,5	2,2%
Setgás	Moita	11,8	18,1%	5,6	24,7%
Setgás	Montijo	6,0	9,5%	0,9	4,2%
Setgás	Palmela	2,4	3,7%	0,3	1,3%

Nota: O município de Vila Velha de Ródão não tem clientes de BP> previstos para 2020.

O município de Arruda dos Vinhos não tem clientes de BP> e MP previstos para 2020.