

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2017-2018**

Junho 2017

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	ATIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL.....	3
3	TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	9
3.1	Estrutura geral da tarifa.....	9
3.2	Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal	12
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO.....	15
4.1	Estrutura geral da tarifa.....	15
4.2	Custos incrementais da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	17
5	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	19
5.1	Estrutura geral da tarifa.....	19
5.2	Custos incrementais.....	21
5.3	Opções tarifárias de acesso às redes em alta pressão	22
5.4	Código de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.....	24
5.4.1	Enquadramento.....	24
5.4.2	Implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás	25
5.4.3	Metodologia tarifária “Capacity Weighted Distance”	31
6	PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO	51
7	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	55
8	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	57
8.1	Estrutura geral da tarifa.....	57
8.2	Custos incrementais.....	59
8.3	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	61
8.3.1	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Média pressão.....	61
8.3.2	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Baixa Pressão > 10 000 m ³	66
8.4	Opções tarifárias flexíveis de acesso às redes de distribuição	66
9	ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>	67
10	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO.....	71
11	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	73
11.1	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	74

11.2	Análise da evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva.....	87
12	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO.....	91
12.1	Metodologia.....	92
12.2	Comparação de ofertas Comerciais para BP ≤ 10 000 m ³ /ano, no 4.º Trimestre de 2016.....	93
12.2.1	Consumidor tipo 1	93
12.2.2	Consumidor tipo 2	96
12.2.3	Consumidor tipo 3	99
12.3	Evolução das Ofertas Comerciais para BP ≤ 10 000 m ³ /ano.....	102
12.3.1	Consumidor tipo 1	102
12.3.2	Consumidor tipo 2	105
12.3.3	Consumidor tipo 3	108
13	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA	111
13.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás.....	111
13.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	117
13.3	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte	122
13.3.1	Comparação de preços para modulações constantes e em função do consumo	126
13.3.2	Comparação de preços em função da modulação	127
13.3.2.1	Comparação de preços para clientes Industriais em AP, em função da modulação	128
13.3.2.2	Comparação de preços para centros electroprodutores, em função da modulação.....	133
	ANEXO - ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Decomposição da Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso	4
Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada).....	4
Figura 5-1 - Cronograma da consulta sobre a metodologia de preços de referência	30
Figura 5-2 - Esquema simplificado da Rede de Transporte de Gás Natural	33
Figura 5-3 - Custo incremental por ponto de entrada na RNT	46
Figura 5-4 - Custo incremental por ponto de saída da RNT	46
Figura 5-5 - Tarifas por ponto de entrada na RNT	48
Figura 5-6 - Tarifa por ponto de saída da RNT	48
Figura 8-1 - Cenários considerados na avaliação de impactes tarifários	63
Figura 9-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)	68
Figura 9-2 - Variação tarifária por nível de pressão e por escalão de consumo	69
Figura 11-1 - Convergência para a tarifa aditiva transitória nacional em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	75
Figura 11-2 - Preço médio em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$, por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória.....	75
Figura 11-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2017-2018.....	76
Figura 11-4 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	77
Figura 11-5 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	78
Figura 11-6 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	79
Figura 11-7 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	80
Figura 11-8 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lisboaagás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	81
Figura 11-9 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	82
Figura 11-10 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	83
Figura 11-11 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	84
Figura 11-12 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGásSU para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	85
Figura 11-13 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	86
Figura 11-14 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em $BP \leq 10\,000\text{ m}^3$	87
Figura 11-15 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	88
Figura 11-16 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	88

Figura 13-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha	114
Figura 13-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha	114
Figura 13-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)	115
Figura 13-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto trimestral)	115
Figura 13-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)	116
Figura 13-6 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)	116
Figura 13-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha	118
Figura 13-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha	119
Figura 13-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)	120
Figura 13-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	120
Figura 13-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	121
Figura 13-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário).....	121
Figura 13-13 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 266 dias)	126
Figura 13-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 137 dias)	126
Figura 13-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)	129
Figura 13-16 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)	129
Figura 13-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração superior a 1 ano).....	130
Figura 13-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	130
Figura 13-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)	131
Figura 13-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)	131
Figura 13-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração superior a 1 ano).....	132
Figura 13-22 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	132

Figura 13-23 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)	133
Figura 13-24 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)	133
Figura 13-25 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração superior a 1 ano).....	134
Figura 13-26 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	134
Figura 13-27 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)	135
Figura 13-28 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)	135
Figura 13-29 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração superior a 1 ano).....	136
Figura 13-30 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	136

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	10
Quadro 3-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	11
Quadro 3-3 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Terminal de GNL.....	12
Quadro 3-4 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2017-2018	13
Quadro 4-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	16
Quadro 4-2 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Armazenamento Subterrâneo.....	17
Quadro 4-3 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás 2017-2018.....	18
Quadro 5-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	19
Quadro 5-2 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	21
Quadro 5-3 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte	21
Quadro 5-4 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível em AP, MP e BP>.....	23
Quadro 5-5 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível diária em AP	24
Quadro 5-6 - Matriz de distâncias entre pontos de entrada e pontos de saída, em km.....	33
Quadro 5-7 - Capacidade de longo prazo	34
Quadro 5-8 - Custos incrementais de capacidade na RNT associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e zona de saída, €/(kWh/dia)/mês	35
Quadro 5-9 - Custos incrementais de capacidade entrada-saída da RNT, €/(kWh/dia)/mês.....	35
Quadro 5-10 - Custos incrementais de capacidade nos pontos de entrada e saída da RNT	36
Quadro 5-11 - Capacidade ponderada nos pontos de entrada i e saída j da RNT.....	40
Quadro 5-12 - Distância média ponderada pela capacidade – $CWD1$	40
Quadro 5-13 - Ponderadores de custos por ponto de entrada (W_{ENi}) e por ponto de saída (W_{EXj}) $CWD1$	41
Quadro 5-14 - Custos incrementais por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT – $CWD1$	41
Quadro 5-15 - Matriz de distâncias entre pontos de entrada e pontos de saída, em km, $CWD2$	42
Quadro 5-16 - Distância média ponderada pela capacidade – $CWD2$	43
Quadro 5-17 - Ponderadores de custos por ponto de entrada (W_{ENi}) e por ponto de saída (W_{EXj}) $CWD2$	43
Quadro 5-18 - Custos incrementais dos troços da “rede primária e das GRMS” – $CWD2$	44
Quadro 5-19 - Custos incrementais por ponto de entrada e por ponto de saída da “rede secundária” – $CWD2$	44
Quadro 5-20 - Custos incrementais por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT – $CWD2$	45
Quadro 5-21 - Receitas totais da RNT com tarifas do ano gás 2016-2017	47
Quadro 5-22 - Tarifas de entrada e de saída da RNT	47
Quadro 5-23 - Estrutura de receitas entre Entrada-Saída	48

Quadro 6-1 - Produtos de capacidade de curto prazo nas tarifas das infraestruturas de Alta Pressão.....	52
Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Terminal de GNL.....	53
Quadro 6-3 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Armazenamento subterrâneo.....	54
Quadro 6-4 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo na rede de Transporte.....	54
Quadro 8-1 - Custos incrementais das redes de Distribuição.....	60
Quadro 8-2 - Análise de impactes tarifários.....	64
Quadro 8-3 - Análise de impactes na fatura anual dos consumidores que solicitaram as ligações à rede de transporte.....	65
Quadro 10-1 - Estrutura dos custos médios de referência.....	71
Quadro 13-1 - Preços da parcela de Receção de GNL.....	111
Quadro 13-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL.....	112
Quadro 13-3 - Coeficientes a aplicar nos contratos de curta duração, em Espanha.....	113
Quadro 13-4 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL.....	113
Quadro 13-5 - Coeficientes a aplicar nos contratos de curta duração, em Espanha.....	117
Quadro 13-6 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	118
Quadro 13-7 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (longas e curtas utilizações).....	123
Quadro 13-8 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (opção flexível exclusivamente mensal).....	123
Quadro 13-9 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (opção flexível diária).....	123
Quadro 13-10 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP (longas e curtas utilizações).....	123
Quadro 13-11 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP (opção flexível exclusivamente mensal).....	124
Quadro 13-12 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP (opção flexível diária).....	124
Quadro 13-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha.....	125
Quadro 13-14 - Coeficientes a aplicar nos contratos de curta duração, em Espanha.....	128

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta a estrutura das tarifas das atividades reguladas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso do Armazenamento Subterrâneo, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, assim como a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

Com o início de um novo período de regulação, em julho de 2016, foram elaborados estudos onde se analisa a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição. No ano gás 2017-2018 mantém-se a estrutura tarifária do ano gás 2016-2017, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas no período de regulação.

Desde 2013 que a ERSE tem vindo a introduzir alterações regulamentares na sequência da publicação dos códigos de rede europeus para o setor do gás natural, previstos no terceiro pacote de Diretivas. Foram publicados o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, através do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados, através do Regulamento (UE) 2015/703, de 30 de abril, o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, através do Regulamento (UE) 2017/460, de 16 de março, e o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, através do Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março, que revoga o Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro.

A implementação do código de rede de tarifas de transporte de gás tem vindo a ser efetuada, cumprindo - se já com muitas das disposições estabelecidas neste código. Importa dar visibilidade aos agentes sobre as alterações que se perspetivam para dar cumprimento total ao código, cuja data de implementação final é 31 de maio de 2019, o que é efetuado no capítulo 5.

No capítulo 2 são sistematizadas todas as atividades e tarifas reguladas no setor do gás natural e o racional subjacente ao cálculo dos custos incrementais como metodologia de determinação da estrutura tarifária.

Nos capítulos 3 a 10 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 Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização¹.

¹ A tarifa de Comercialização aplica-se apenas a fornecimentos do comercializador de último recurso.

O capítulo 11 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 tarifária.

No capítulo 12 comparam-se as ofertas de mercado dos diversos comercializadores.

No capítulo 13 é apresentada uma comparação das tarifas de Acesso às Infraestruturas do Terminal de GNL, ao Armazenamento Subterrâneo e às Redes de Transporte, em Portugal e em Espanha, considerando as tarifas atualmente em vigor em Espanha e as tarifas a vigorar em Portugal a partir de 1 de julho de 2017.

No anexo é apresentada a estrutura definida para as taxas de ocupação do subsolo bem como uma caracterização das taxas efetivamente pagas.

2 ATIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL

No quadro regulamentar em vigor estão definidas as tarifas para cada uma das atividades reguladas, determinadas de modo a proporcionar os proveitos regulados. As atividades reguladas são as seguintes:

- Receção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Armazenamento subterrâneo.
- Gestão técnica global do sistema.
- Transporte de gás natural.
- Distribuição de gás natural.
- Compra e venda de gás natural.
- Comercialização de gás natural.

As tarifas de Acesso às Redes, pagas por todos os consumidores independentemente do seu modo de participação no mercado, são obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Quer os preços de gás natural praticados no mercado, quer os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, incluem as tarifas de Acesso às Redes.

Desde julho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores ou iguais 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.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultam da soma da tarifa de Acesso às Redes com a tarifa de Energia transitória e a tarifa de Comercialização de gás natural. Na atividade de Compra e Venda de Gás Natural dos Comercializadores de Último Recurso incluem-se, para além dos custos de aquisição de gás natural, os custos associados com a receção, armazenamento e regaseificação de GNL, os custos de armazenamento subterrâneo e os custos com a entrada na rede de transporte resultantes do pagamento das tarifas destas infraestruturas.

No regime de mercado, os clientes negociam livremente contratos de fornecimento de gás natural com o comercializador de mercado que inclui todos os serviços prestados ao longo da cadeia de valor, sendo o comercializador responsável pelo pagamento das tarifas de Acesso às Redes. Nesta situação o comercializador assumirá também o pagamento das tarifas de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo e de Entrada na Rede de Transporte, consoante a utilização que venha a fazer destas infraestruturas.

Em alternativa, os clientes podem registar-se diretamente como agentes de mercado, pagando a tarifa de Acesso às Redes pela utilização das redes de transporte e de distribuição, negociando bilateralmente com os fornecedores de gás natural o preço de gás e pagando o acesso das infraestruturas ligadas à

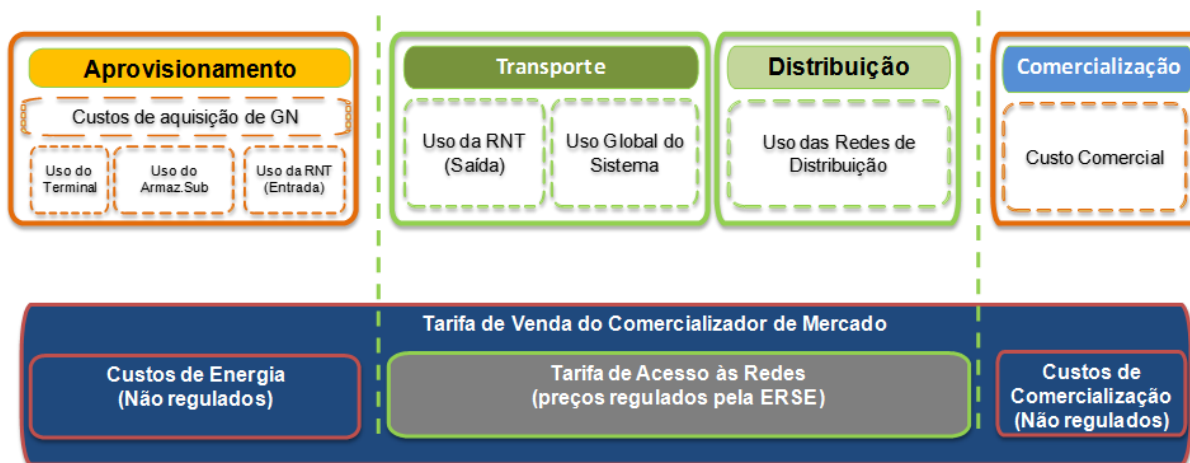
rede de transporte – receção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo e entrada na RNT – consoante a utilização que delas façam.

As duas figuras seguintes esquematizam a composição das várias tarifas e atividades que compõem a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e a tarifa de Venda a Clientes (não regulada).

Figura 2-1 - Decomposição da Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso



Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada)



No Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é consagrado no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade”. O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes quer as tarifas

transitórias de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, já que a cada atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa.

RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS

Para cada uma das atividades reguladas devem ser identificados os serviços que lhe estão associados. Para cada um destes serviços devem ser definidas as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a faturar de cada uma das tarifas.

Para cada tarifa por atividade procura-se que as variáveis de faturação utilizadas traduzam os custos efetivamente causados. Os preços destas variáveis de faturação são determinados por forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitam assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantam o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

No Decreto-Lei n.º 77/2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é ainda consagrado o princípio da “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)”, o que é fundamental, não só como medida de incentivo à eficiência das empresas reguladas, mas também como garantia de equidade de tratamento entre os vários consumidores de gás natural.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal de produção. 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 do sistema de gás natural.

Num contexto de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ou superiores ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando preços eficientes. O ótimo social coincide com o ótimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. 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.

Caso não se verifique esta igualdade, com uma alteração da quantidade produzida e, conseqüentemente, do seu valor, é possível um aumento de bem-estar. Este tipo de eficiência na afetação de recursos é denominada por eficiência Pareto, onde nenhum agente económico pode

melhorar o seu bem-estar sem provocar uma diminuição do nível de bem-estar de outro agente económico.

A aproximação das tarifas aos custos marginais é um princípio importante de regulação, consagrado na legislação do setor do gás natural, mas não o único. No enquadramento legal do SNGN existem ainda os princípios da “igualdade de tratamento e oportunidades”, da “harmonização dos princípios tarifários” e do “equilíbrio económico e financeiro” das empresas do setor.

Para atingir o equilíbrio económico-financeiro das empresas bastaria permitir que as empresas recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar simultaneamente se não existe subsídio cruzada entre grupos de clientes, o que implica uma análise desagregada dos proveitos de cada atividade por grupo de clientes. Por outro lado, deve-se verificar se as tarifas estão a fornecer os sinais apropriados aos agentes para um uso eficiente do gás natural através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos consumidores e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Uma vez definidas as variáveis físicas e as respetivas regras de medição para a faturação de cada serviço regulado, devem ser determinados os custos marginais associados a cada uma delas. O custo marginal associado a cada uma das variáveis físicas consideradas corresponde ao custo da prestação de uma unidade adicional dessa variável. Este custo marginal pode ter uma discriminação temporal e também espacial, ou seja, pode depender do momento no tempo e da localização geográfica do consumo. Para a determinação de cada um destes custos podem ser adotadas diversas metodologias.

As regras de determinação das variáveis físicas de cada tarifa por atividade ou de serviço regulado, os custos marginais ou incrementais associados a cada uma dessas variáveis com uma discriminação temporal e espacial, e a correspondente estrutura de preços das várias tarifas, que se obtém por aplicação do escalamento aos custos marginais ou incrementais, constituem a estrutura tarifária.

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Os custos incrementais são calculados através da metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. O cálculo do custo incremental consiste no quociente entre o valor atualizado dos acréscimos de investimento (CAPEX), incluindo os respetivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

O cálculo dos custos incrementais aplica-se em situações em que os investimentos são efetuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. Designam-se por custos incrementais e não por custos marginais, dado se tratar da relação entre dois acréscimos e não da derivada do custo total em relação à procura total satisfeita. Nos casos em que os investimentos nas infraestruturas são concentrados no tempo, existindo uma grande sobrecapacidade inicial, é aplicado o conceito de custos nivelados.

Os custos nivelados são determinados pelo quociente entre a anuidade do valor atualizado dos custos de capital, associados aos investimentos e dos custos de operação e manutenção durante o seu tempo de vida útil, e a 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.

O CONCEITO DE ESCALAMENTO

Se os custos marginais ou incrementais dos diversos serviços regulados permitirem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, ou seja, os proveitos a proporcionar em cada atividade, então o preço associado às variáveis de faturação de cada tarifa deverá ser igual ao respetivo custo marginal.

Se esta igualdade não se verificar, os preços associados às diversas variáveis de faturação de cada tarifa devem ser corrigidos por fatores multiplicativos ou aditivos, ou seja, escalados para proporcionar os proveitos permitidos em cada atividade. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve refletir a estrutura dos custos marginais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente do sistema de gás natural em cada uma das atividades, assegurando igualmente a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

A escolha do método de escalamento deve ser feita de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço devem suportar uma menor proporção de escalamento (Regra de Ramsey-Boiteux). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades procura/preço. O escalamento multiplicativo, em que todos os custos marginais são multiplicados pelo mesmo fator, e em que a receita é adaptada aos custos, é preferível pois (i) preserva o rácio entre os preços, que coincide com as relações entre os custos marginais; (ii) faz com que o equilíbrio se mantenha dinamicamente; e, (iii) responsabiliza os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo uma procura mais eficiente.

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

O terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL entrou em operação em 2004, desempenhando as seguintes atividades:

- Recepção de GNL através das instalações portuárias de descarga dos navios metaneiros, com possibilidade de acostagem de navios metaneiros com capacidades entre 40 000 m³ e 216 000 m³ de GNL. Em 2015, o terminal tem a capacidade de receber anualmente 59 navios e o caudal de descarga de um navio é 10 000 m³ GNL/hora.
- 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.
- Regaseificação e emissão de gás natural com uma capacidade (nominal) de emissão para a RNT de 5 x 225 000 m³/hora e uma capacidade de ponta de 6 x 225 000 m³/hora.
- Carregamento de camiões cisterna com 3 baías de enchimento, com a capacidade de carregamento de 36 camiões cisterna de GNL por dia.
- 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 Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário. Esta tarifa é composta por preços de capacidade contratada, de energia e por um termo fixo, sendo os preços aplicados de forma separada para cada serviço prestado, conforme se apresenta no Quadro 3-1. A estrutura tarifária foi alterada conforme Regulamento Tarifário publicado em abril de 2013 na sequência de definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. No novo modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que contratam mesmo que não a utilizem.

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 entregue	Preço energia recebida	Preço capacidade de regaseificação contratada	Preço termo fixo camiões	Aplicação
Receção	-	-	✓	-	-	-
Armazenamento	P	-	-	-	-	-
Regaseificação	-	✓	-	P	-	Regaseificação de GNL
	-	-	-	-	✓	Carregamento GNL

Nota: P = Preços diferenciados segundo o produto de capacidade

Para o serviço de receção de GNL considera-se um preço de energia, aplicável à energia recebida no terminal sob a forma liquefeita, 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, 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/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.

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.
Regaseificação	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 entregue (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.

Os preços dos produtos de capacidade com um 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 devem 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 rede de transporte 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, respectivamente, 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 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 CUSTOS INCREMENTAIS DA TARIFA DE USO DO TERMINAL

Os preços da tarifa de Uso do Terminal devem ser determinados por forma a fornecer os sinais adequados aos agentes de mercado, incentivando o uso eficiente da infraestrutura do terminal. Para tal, 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 2016-2017 atualizaram-se os custos incrementais médios de longo prazo para cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal: capacidade, energia e carregamento de camiões cisterna, para as funções de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. No ano gás 2017-2018 mantém-se a estrutura tarifária do ano gás 2016-2017, estabelecida no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas no período de regulação.

Para o ano gás 2017-2018, adotam-se fatores de escalamento diferenciados por serviço (recepção, armazenamento e regaseificação). 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.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural liquefeito

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 2,3. O preço de energia do serviço de receção de GNL foi calculado através da aplicação de um fator de escala de 6,3. Os preços de capacidade e energia do serviço de regaseificação de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 2,2 e de 1,7, respetivamente, aos custos incrementais de regaseificação, 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 escalado com um fator de 1,0. No Quadro 3-4 apresentam-se os custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2017-2018.

Quadro 3-4 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2017-2018

Custos incrementais Tarifa de Uso do Terminal		Ano gás 2017/2018
Energia Receção	€/kWh	0,00004491
Capacidade de armazenamento	€/((kWh/dia)/dia)	0,00001445
Capacidade de regaseificação	€/((kWh/dia)/mês)	0,00501682
Energia Regaseificação	€/kWh	0,00011380
Termo fixo carga camiões cisterna	€/camião	172,92

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 no armazenamento subterrâneo de 2,9 milhões m³/dia (34 GWh/dia).
- Capacidade máxima de extração do armazenamento subterrâneo é de 7,2 milhões m³/dia (86 GWh/dia).
- Em 2016 a instalação do armazenamento subterrâneo é constituída por 6 cavernas, com um volume total de armazenamento de 6,348 TWh.
- Em 2016 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 (kWh/dia)/dia.

Conforme referido e à semelhança do que acontece nas restantes as infraestruturas de Alta Pressão, a estrutura tarifária foi alterada conforme determinado no Regulamento Tarifário, publicado em abril de 2013, na sequência da definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada, determinados *ex-post*, para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. Neste novo modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que contratam mesmo que não a utilizem.

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)	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.

Refira-se que a expansão de capacidade de armazenamento permite a sua utilização não só para fins comerciais mas também como instrumento principal de gestão de balanços dos agentes de mercado. A gestão de balanços 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 rede de transporte 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 CUSTOS INCREMENTAIS DA TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo devem ser 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 2016-2017 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 2017-2018 mantém-se a estrutura tarifária do ano gás 2016-2017, estabelecida no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas no período de regulação.

Para o ano gás 2017-2018, 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 6,6 aos custos incrementais de injeção/extração e o preço de capacidade de armazenamento foi calculado através da aplicação de um fator de escala de 13,3 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 2017-2018.

**Quadro 4-3 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, no ano gás
2017-2018**

Custos nivelados Tarifa de Uso do Armazenamento		Ano gás 2017/2018
Energia injetada	€/kWh	0,00003145
Energia extraída	€/kWh	0,00003145
Capacidade de armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00000217

5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte às entregas nos seus pontos de entrada e saída deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados.

No Quadro 5-1 apresentam-se as variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 5-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

	Infraestrutura	Variáveis de faturação	Preço
Entrada na RNT	Interligações internacionais	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
	Terminal de GNL	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
	Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
Saída da RNT	Interligações internacionais	0 (contrafluxo)	-
	Terminal de GNL	0 (contrafluxo)	-
	Armazenamento Subterrâneo	n.a.	n.a.
	Clientes em AP	Capacidade utilizada Energia	Euros por kWh/dia, por mês Euros por kWh
	Redes de distribuição	Capacidade utilizada Energia	Euros por kWh/dia, por mês Euros por kWh
	Instalações abastecidas por UAG	Energia	Euros por kWh

As tarifas de entrada aplicam-se às interligações internacionais, ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e ao armazenamento subterrâneo.

As tarifas de saída aplicam-se às interligações internacionais, ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, às entregas a clientes em alta pressão, às entregas às redes de distribuição e às entregas a instalações abastecidas por UAG.

As variáveis de faturação foram alteradas em abril de 2013 na sequência de definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. No modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que reservam mesmo que não a utilizem.

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, diários e intradiários permite que os vários comercializadores adaptem as suas necessidades de capacidade ao perfil de consumo da sua carteira de mercado.

Este modelo de contratação da capacidade não se aplica aos pontos de saída para clientes finais em AP, para as redes de distribuição e para as instalações abastecidas por UAG. Nestes pontos prevalece a metodologia de programação não vinculativa onde a capacidade atribuída depende dos consumos dos clientes em AP ou das carteiras de clientes nas redes de distribuição.

No Quadro 5-2 descrevem-se as variáveis de faturação e apresenta-se o racional para a sua escolha.

Quadro 5-2 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Variáveis de faturação	Definição
Capacidade contratada nos pontos de entrada (euros por kWh/dia)	Valor de capacidade reservada, pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.
Capacidade utilizada nos pontos de saída (euros por kWh/dia)	Caudal diário máximo nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte. Este valor máximo diário é pago durante os doze meses seguintes. O caudal máximo condiciona os investimentos nos troços periféricos dos gasodutos que incluem os ramais e as GRMS, partilhados por um pequeno número de clientes e cujo dimensionamento é influenciado pela capacidade máxima solicitada pelos clientes. Considera-se também que esta variável condiciona parte dos investimentos em troços centrais dos gasodutos.
Energia nos pontos de saída (euros por kWh)	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte. Esta variável deve refletir os custos que dependem do volume de gás transportado nos gasodutos e processado nas GRMS.

5.2 CUSTOS INCREMENTAIS

O RT estabelece que a estrutura de preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo. O Quadro 5-3 apresenta os custos incrementais da rede de transporte, utilizados para calcular as tarifas a aplicar no ano gás 2017-2018, de acordo com a metodologia definida no ano gás 2010-2011 apresentada no documento “Determinação da Estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho de 2010. A ERSE opta por manter os custos incrementais definidos, em benefício do princípio da estabilidade dos sinais preço.

Quadro 5-3 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte

Custos incrementais Tarifa de Uso da Rede de Transporte			Ano gás 2017/2018
Entradas	Carriço	€/((kWh/dia)/mês)	0,000375
	Terminal e interligações		0,013381
Saídas	Capacidade Utilizada	€/((kWh/dia)/mês)	0,016332
	Energia	€/kWh	0,00001329

Apesar de a metodologia adotada prever preços diferenciados por ponto de entrada e por ponto de saída, esta diferenciação apenas é efetuada para a entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo. Adicionalmente, nas saídas para entregas a clientes não se deverá praticar diferenciação de preços tendo em conta a necessidade de se assegurar a uniformidade tarifária no acesso às redes pelos clientes, conforme estabelecido legalmente.

O Regulamento Tarifário prevê a aplicação de dois fatores de escalamento distintos, um para as variáveis de faturação associadas aos pontos de entrada e outro comum a todas as variáveis de faturação associadas aos pontos de saída.

Aos custos incrementais de capacidade nos pontos de entrada é aplicado um fator de escalamento de 0,9, sendo aplicado um fator de escalamento de 1,4 nas saídas, de modo a permitir recuperar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Gás Natural. Estes fatores de escalamento foram escolhidos por forma a assegurar uma variação tarifária idêntica nos pontos de entrada e nos pontos de saída.

5.3 OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO

No ano gás 2017-2018 as opções tarifárias de acesso às redes de transporte de GN 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 metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.
- Tarifa flexível anual:
 - Contratação combinada de capacidade anual e mensal 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 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 pode ser diferente em cada mês.
- Tarifa flexível diária:
 - Contratação exclusivamente diária.
 - A capacidade diária corresponde ao consumo diário.
 - O preço da capacidade pode ser diferente em cada dia.

A contratação mensal e diária, no âmbito da tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações, sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas da rede de transporte.

Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2017-2018 são apresentados no Quadro 5-4.

Quadro 5-4 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível em AP, MP e BP>

		Fatores multiplicativos Tarifa anual			Fatores multiplicativos Tarifa mensal
	Mês			Mês	
Inverno	Jan	-	Inverno	Jan	2,50
	Fev	-		Fev	2,50
	Mar	-		Mar	2,50
Verão	Abr	1,25	Verão	Abr	1,25
	Mai	1,25		Mai	1,25
	Jun	1,25		Jun	1,25
	Jul	1,25		Jul	1,25
	Ago	1,25		Ago	1,25
Inverno	Set	1,25	Inverno	Set	1,25
	Out	-		Out	2,50
	Nov	-		Nov	2,50
	Dez	-		Dez	2,50

Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade da opção tarifária flexível com contratação exclusivamente diária com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2017-2018 são apresentados no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível diária em AP

		Fatores multiplicativos	
	Mês	Tarifa diária	
Inverno	Jan	8,87	
	Fev	8,87	
	Mar	8,87	
Verão	Abr	5,32	
	Mai	5,32	
	Jun	5,32	
	Jul	5,32	
	Ago	5,32	
	Set	5,32	
Inverno	Out	8,87	
	Nov	8,87	
	Dez	8,87	

5.4 CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS

5.4.1 ENQUADRAMENTO

Em 2009, o 3.º Pacote de Energia definiu um conjunto de medidas estruturais com o objetivo de criar um mercado único Europeu de gás natural, designadamente, através da definição de estruturas tarifárias que contribuam para a integração do mercado, reforcem a segurança de aprovisionamento e promovam a interligação entre as redes de gás.

A implementação de uma estrutura tarifária nas redes de transporte de gás natural baseada em tarifas de entrada-saída através da criação de zonas de entrada-saída é uma condição necessária, apesar de não suficiente, para o funcionamento de um mercado de gás natural entre os vários estados europeus. Considera-se que para a promoção de concorrência nos mercados grossistas de gás natural é necessário dotar os comercializadores da possibilidade de contratarem, de forma independente, capacidade de entrada/saída das redes de transporte de gás natural, por oposição à contratação de capacidade dependente do fluxo comercial entre um ponto de entrada e um ponto de saída.

O Regulamento 715/2009/CE, de 13 de julho, estabeleceu a elaboração de um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás e estabeleceu regras à escala da União que tenham o objetivo de contribuir para tarifas de redes de transporte transparentes, não discriminatórias e independentes do trajeto percorrido (modelos entrada-saída). É consensual que estruturas tarifárias baseadas em sistemas de entrada-saída repercutem de forma eficiente os custos de redes, evitam subsídios cruzados entre os vários consumidores e fornecem sinais económicos locais para as injeções/extrações nas redes de transporte. Em países onde as redes de transporte de gás natural são

utilizadas para fornecerem simultaneamente consumos nacionais e exportações (países atravessados), este tipo de tarifas (entrada-saída) promove igualmente a não discriminação entre os utilizadores nacionais (consumo) e os utilizadores internacionais.

Dando cumprimento às disposições da Diretiva 73/2009/CE e do Regulamento 715/2009/CE, Portugal alterou em 2010 a estrutura tarifária da tarifa de Uso da Rede de Transporte de gás natural de um modelo tipo “selo postal” para um modelo de “entrada-saída” baseado numa metodologia matricial. Esta alteração foi justificada no documento “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011” que acompanha a publicação anual das tarifas de gás natural. Assim, as tarifas de acesso às redes em Alta Pressão do Sistema Nacional de Gás natural (SNGN) deixaram de depender do trajeto que a “commodity” tem de percorrer, para dependerem apenas do ponto de entrada e do ponto de saída da Rede Nacional de Transporte (RNT), escolhidos pelo comercializador. Em 2013 introduz-se a contratação antecipada da capacidade nas infraestruturas de Alta Pressão, em que o utilizador paga pela capacidade que contrata independentemente de a utilizar ou não, em linha com o estabelecido no código europeu de mecanismos de alocação de capacidade em redes de transporte, aprovado pelo Regulamento (UE) n.º 984/2013.

5.4.2 IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE RELATIVO A ESTRUTURAS TARIFÁRIAS HARMONIZADAS PARA O TRANSPORTE DE GÁS

Em sequência do disposto no Regulamento 715/2009/CE, de 13 de julho, foi publicado a 16 de março de 2017 o Regulamento (UE) 2017/460, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás². Este regulamento tem por âmbito estabelecer regras relativas a:

- estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás;
- aplicação de uma metodologia de preços de referência;
- Requisitos de publicação e consulta;
- Cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade normalizados.

O Código de rede de tarifas estabelece disposições que são aplicáveis a todos os pontos de entrada e de saída de redes de transporte de gás, nomeadamente as relativas a metodologias do preço de referência, a conciliação de receitas, a requisitos de consulta e a requisitos de publicação. Todavia, contém também disposições que são aplicáveis apenas aos pontos sujeitos ao código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás (Regulamento (UE) 2017/459), nomeadamente as relativas a preços de reserva dos leilões de capacidade, a preços da capacidade

² <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0460&from=EN>

agrupada e capacidade em pontos de interligação virtuais, a preço de fecho do leilão e preço a pagar, a requisitos de consulta e de publicação e a capacidade incremental.

Este código de rede entrou em vigor em 6 de abril, mas tem 3 datas de aplicação distintas, consoante as matérias nele dispostas. A 6 de abril 2017 são aplicáveis as disposições constantes dos capítulo I (disposições gerais), capítulo V (preços de capacidade agrupada e de capacidade em pontos de interligação virtuais), capítulo VII (requisitos de consulta) e capítulo IX (capacidade incremental).

A 1 de outubro de 2017 são aplicáveis as disposições constantes dos capítulos VI (preço de fecho e preço a pagar) e capítulo VIII (requisitos de publicação). Por último, a 31 de maio de 2019 são aplicáveis as disposições constantes no capítulo II (metodologias do preço de referência), capítulo III (preços de reserva) e capítulo IV (conciliação de receitas).

Apresenta-se em seguida, um resumo das matérias tratadas nos capítulos considerados mais relevantes, podendo ser encontrada uma descrição mais detalhada do código no documento preparado pela ENTSOG sobre a implementação do mesmo³.

O capítulo II estabelece as disposições relativas às metodologias de determinação dos preços de referência. O preço de referência é o preço de um produto de capacidade firme com a duração de um ano, aplicável nos pontos de entrada e de saída e fornece a base para estabelecer as tarifas reguladas de transporte.

O código não prescreve uma metodologia de determinação dos preços de referência, mas sim os requisitos em termos de objetivos e eventuais ajustamentos de preços. Os reguladores poderão escolher a metodologia de preços, mas terão obrigatoriamente que efetuar uma comparação com a metodologia *Capacity Weighted Distance* (CWD), metodologia essa que é descrita no código.

Terá que ser efetuada uma ou mais consultas públicas prévias sobre a metodologia, antes de 31 de maio de 2019, data limite para a escolha da metodologia de preços que cumpra com todos os requisitos estabelecidos no código. A mesma metodologia de preços deve ser aplicada a todos os pontos dentro de um sistema de entrada-saída, com exceção de um sistema de entrada-saída que inclua mais do que um país.

Este capítulo estabelece igualmente a obrigatoriedade de aplicar descontos de pelo menos 50% nos preços de entrada/saída do armazenamento subterrâneo e a possibilidade de aplicar descontos nos pontos de entrada a partir de terminais de GNL.

³ http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2017/170322_ENTSOG_TAR%20NC%20IDoc_High-Res.pdf

O capítulo III estabelece disposições sobre os preços de reserva dos produtos de capacidade firme, de capacidade interruptível e de capacidade em contra-fluxo. Em relação aos preços de reserva dos produtos de capacidade firme o código refere que:

- O preço de reserva (preço base do leilão) do produto anual de capacidade firme é o preço de referência que resulta da metodologia de preços;
- Os preços têm que ser publicados antes do leilão de capacidade anual e são vinculativos;
- Quando o período tarifário não coincida com o ano de capacidade, podem ser aplicados preços distintos à capacidade anual;
- Os limites aplicáveis aos multiplicadores dos preços dos produtos de curto prazo são:
 - Para os produtos mensal e trimestral o multiplicador deve ser superior a 1 e inferior a 1,5.
 - Para os produtos diário e intra-diário 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.
- Podem ser aplicados fatores de sazonalidade.

Importa referir que os multiplicadores utilizados em Portugal já estão dentro dos limites estabelecidos no código de tarifas.

Em relação ao preço da capacidade interruptível e da capacidade em contra-fluxo o código estabelece que o preço da capacidade interruptível é calculado com base num desconto em relação ao preço da capacidade firme. Este desconto pode ser determinado *ex-ante* (antes da ocorrência da interrupção), com base na probabilidade de interrupção, ou *ex-post* (após a probabilidade de interrupção), o que constitui uma compensação pela interrupção paga aos utilizadores da rede.

Estabelece igualmente que o preço da capacidade em contra-fluxo (em interligações unidirecionais) deve ser igual ao preço da capacidade interruptível.

Os multiplicadores, os fatores sazonais e os descontos estão sujeitos a consulta anual (em cada período tarifário) aos reguladores adjacentes e das partes interessadas pertinentes. Atualmente a ERSE já consulta as partes interessadas pertinentes, através do Conselho Tarifário, mas terá também de efetuar uma consulta ao regulador de Espanha. Essa consulta terá que ocorrer no processo de fixação das tarifas para o ano gás 2018-2019.

O capítulo IV estabelece disposições sobre a reconciliação de receitas, estabelecendo que as receitas decorrentes de sobre-recuperação e sub-recuperação são atribuídas a uma conta regulatória. A conta regulatória deverá ser reconciliada com o objetivo de reembolsar o operador da rede de transporte, em caso de sub recuperação de receitas, e de devolução aos utilizadores, em caso de sobre

recuperação de receitas. A reconciliação pode ser total ou parcial. O disposto no Regulamento Tarifário da ERSE já cumpre com o estabelecido no código de rede sobre esta matéria.

O capítulo V estabelece as regras para a fixação dos preços de capacidade agrupada e de capacidade em pontos de interligação virtuais. Em relação ao preço de capacidade agrupada, este deve ser igual à soma dos preços de reserva de entrada e saída das capacidades que contribuem para esse produto. Determina também que as receitas da capacidade agrupada são repartidas pelos operadores da rede de transporte de forma proporcional aos preços de reserva das capacidades que contribuem para esse produto. Em relação às receitas proporcionadas pelo prémio de leilão prevê que a repartição deve ser por acordo entre os operadores da rede de transporte e aprovação dos reguladores. Na ausência de acordo as receitas são repartidas equitativamente (50/50). Adicionalmente, os reguladores devem informar a ACER da regra aprovada se o ponto de interligação em causa ligar sistemas de entrada-saída adjacentes de dois Estados-Membros. As regras previstas no Procedimento 11 do MPAI já estão de acordo com o código de rede, mas a partir de 2018 a ERSE terá que informar a ACER do acordo firmado entre os operadores da rede de transporte.

O capítulo VI estabelece disposições sobre o preço de fecho e o preço a pagar. O preço de fecho do leilão resulta da soma entre o preço de reserva e o prémio de leilão. Para calcular o preço a pagar são possíveis duas abordagens:

- preço variável: preço de reserva que vigora no momento de utilização da capacidade + prémio resultante do leilão de capacidade.
- preço fixo: preço de reserva no momento em que ocorre o leilão, sujeito a uma indexação e a um prémio de risco + prémio resultante do leilão de capacidade (esta abordagem apenas é permitida para os projetos de capacidade incremental e desde que se verifiquem determinadas condições).

As regras previstas no Procedimento 11 do MPAI já permitem cumprir com o estabelecido no código de rede.

O capítulo VII determina os requisitos das duas consultas periódicas a efetuar pelos reguladores (ou operadores da rede de transporte se o regulador assim o entender). O código prevê consultas públicas prévias em inglês (se possível) sobre a metodologia de determinação dos preços de referência disposta no capítulo II (e pelo menos a cada cinco anos), estabelecendo 9 meses desde o lançamento da consulta até à publicação da metodologia e dos preços, que deverá verificar-se até 31 de maio de 2019. Assim sendo, a consulta deverá ser lançada até 31 de agosto de 2018. Pressupondo 8 meses para a preparação do processo de consulta, este deverá ser iniciado o mais tardar até dezembro de 2017.

O código detalha exaustivamente a informação que a consulta sobre a metodologia de preços deve incluir, designadamente informação sobre:

-
- A descrição da metodologia proposta, bem como os preços de referência indicativos, e uma comparação com a metodologia *Capacity Weighted Distance* (CWD) descrita no NC;
 - Descontos nos pontos de entrada na rede a partir do terminal de LNG e do armazenamento subterrâneo e desconto nas saídas da rede para o armazenamento subterrâneo;
 - A avaliação da alocação de custos entre trânsitos e utilizadores nacionais;
 - Informação indicativa sobre o rendimento permitido do operador da rede de transporte, isto é, o seu proveito permitido;
 - Informações indicativas sobre tarifas de transporte baseadas em energia e tarifas do operador da rede de transporte não relacionadas com os serviços de transporte;
 - Informações indicativas sobre variações e tendências tarifárias em todo o período de regulação.

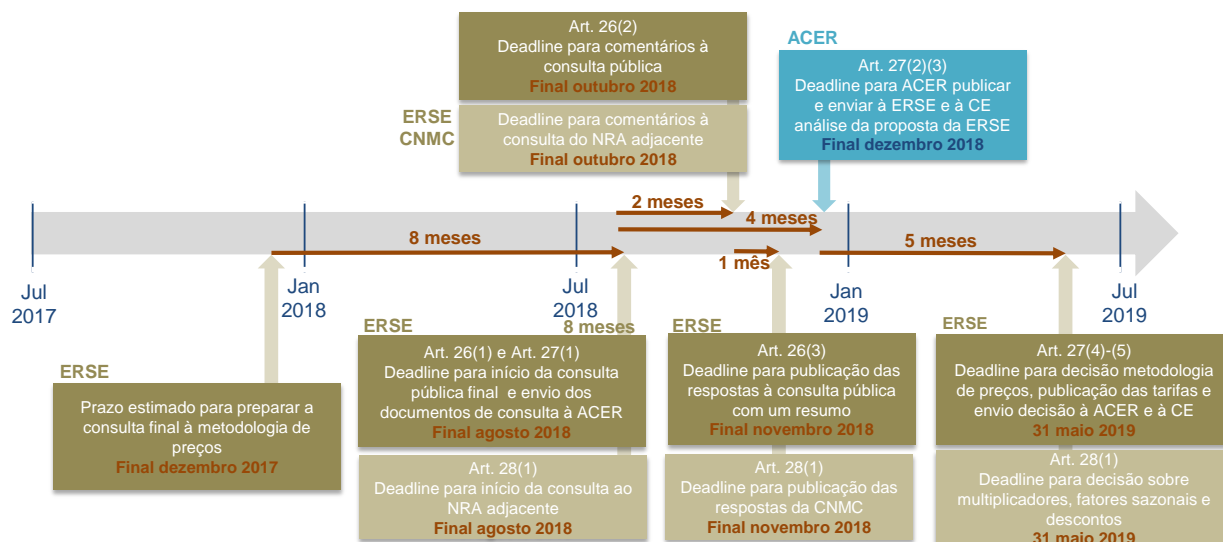
Neste contexto, apresenta-se no capítulo 5.4.3 o cálculo das tarifas de transporte em Portugal com a metodologia *Capacity Weighted Distance* (CWD) e uma comparação com a metodologia atual, a matricial.

Este processo de consulta implica consulta à ACER, que publica e envia à ERSE e à Comissão Europeia uma análise da proposta da ERSE.

Para além da consulta pública à metodologia de preços de referência, o artigo 28.º prevê que em simultâneo seja efetuada uma consulta pública à entidade reguladora (NRA) adjacente e às partes intervenientes interessadas sobre os: (i) multiplicadores dos produtos de curto prazo; (ii) fatores sazonais; (iii) descontos dos produtos interruptíveis; (iv) descontos nos pontos de entrada na rede a partir do terminal de LNG. Esta consulta deverá ser efetuada todos os anos, devendo já a partir de 2018 a ERSE consultar a CNMC.

Na Figura 5-1 ilustra-se o cronograma para as duas consultas previstas no código de rede.

Figura 5-1 - Cronograma da consulta sobre a metodologia de preços de referência



Por último, importa dar destaque a outro capítulo fundamental, o **capítulo VIII, relativo aos requisitos de publicação de informação** antes do leilão anual de capacidade e do período tarifário. O código estabelece que nos pontos sujeitos ao NC CAM os preços devem ser publicados até 30 dias antes da data de realização do leilão anual de atribuição de capacidade (que a partir de 2018 passa a ocorrer na 1ª segunda feira do mês de julho), assim como toda a informação que serviu de base ao seu cálculo.

Os restantes preços devem ser publicados até 30 dias antes da sua entrada em vigor (ano tarifário, que no caso de Portugal se inicia em 1 de Julho), assim como toda a informação que serviu de base ao seu cálculo:

- Parâmetros técnicos utilizados no cálculo dos preços;
- Informação sobre o rendimento permitido (proveito permitido no RT);
- Tarifas de serviços de transporte e tarifas não relacionadas com os serviços de transporte;
- Informações sobre variações e tendências tarifárias para todo o período de regulação;
- Deve ser disponibilizado um modelo de tarifas simplificado que permita aos utilizadores de rede estimar a evolução das tarifas de transporte para além do período tarifário.

Estas disposições aplicam-se a partir de 1 de outubro de 2017, portanto no ano gás 2018-2019 a ERSE terá que antecipar a publicação de tarifas de transporte em 15 dias, devendo publicar as tarifas de transporte até 1 de junho.

Para finalizar importa referir que se pretende com este resumo dar alguma visibilidade ao Conselho Tarifário e restantes agentes sobre o código de rede de tarifas e as implicações que se vislumbram na

regulamentação da ERSE e no sistema tarifário de Portugal, mas esta não é de todo uma descrição exaustiva do código, que é bastante detalhado, existindo um conjunto de matérias, de detalhes e de exceções nele previstas, que não são aqui abordadas.

5.4.3 METODOLOGIA TARIFÁRIA “CAPACITY WEIGHTED DISTANCE”

De acordo com o Artigo 7.º do Regulamento (UE) 2017/460, a metodologia de preço de referência deverá (i) permitir que os utilizadores da rede reproduzam o cálculo dos preços de referência e a sua previsão exata, (ii) considerar os custos reais incorridos na prestação de serviços de transporte, tendo em conta o nível de complexidade da rede de transporte; (iii) assegurar a não discriminação e evitar subsídio cruzada indevida; (iv) garantir que aos consumidores finais num sistema de entrada-saída não se atribuem riscos de volume significativos, relacionados sobretudo com o transporte através desse sistema de entrada-saída e (v) garantir que os preços de referência resultantes não afetem o comércio transfronteiriço. O Artigo 8.º do referido regulamento define a metodologia do preço de referência com base na distância ponderada pela capacidade, “*Capacity Weighted Distance*” (*CWD*), estabelecendo como parâmetros:

- A parte das receitas dos serviços de transporte a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade.
- A capacidade contratada prevista em cada ponto de entrada ou conjunto de pontos de entrada e em cada ponto de saída ou conjunto de pontos de saída.
- A distância mais curta das rotas do gasoduto entre um ponto de entrada ou um conjunto de pontos de entrada e um ponto de saída ou um conjunto de pontos de saída, caso seja possível combinar pontos de entrada e pontos de saída num cenário relevante de fluxos;
- As combinações de pontos de entrada e de pontos de saída, em que alguns pontos de entrada e alguns pontos de saída possam ser combinados num cenário relevante de fluxos;
- Uma divisão de receitas entre entrada-saída de 50/50.

Sempre que a metodologia tarifária de cálculo das tarifas entrada-saída seja diferente da *CWD*, será necessário utilizar esta última para efeitos de comparação de resultados. Considerando que as tarifas de URT em Portugal são calculadas com base num modelo de entrada-saída utilizando a metodologia *matricial*, para dar cumprimento ao disposto no Regulamento (UE) 2017/460, é necessária a comparação com a metodologia *CWD* para as tarifas de URT em Portugal.

Neste capítulo apresenta-se a comparação entre as tarifas de URT existentes em Portugal, baseadas numa metodologia *matricial*, com as tarifas de URT que resultariam se fossem calculadas utilizando a metodologia *CWD*.

MODELO SIMPLIFICADO DA REDE DE TRANSPORTE

Na Figura 5-2 apresenta-se a esquematização da RNT que foi utilizada em 2010 no cálculo das tarifas de entrada-saída da RNT com base na metodologia *matricial*. São evidenciados os pontos de entrada e de saída da RNT, os vários segmentos de rede e respetivos comprimentos à data de Janeiro de 2010.

São considerados quatro pontos de entrada:

- Valença do Minho (O),
- Armazenamento Subterrâneo (L),
- Campo Maior (G)
- Terminal de Sines (A)

Os segmentos [OP], [LM], [GH] e [AB] correspondem às entradas no sistema.

São consideradas oito pontos de saída correspondentes às entregas em:

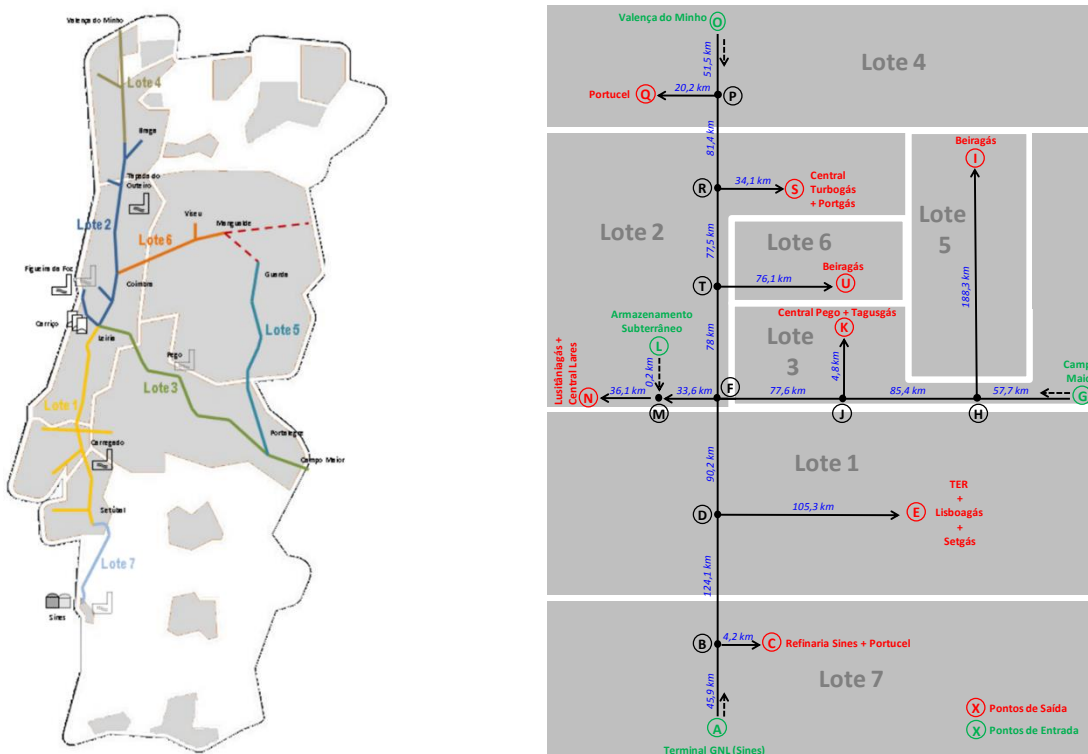
- Zona de saída C: Refinaria de Sines, Cogeração GALP, Portucel (Setubal), Repsol, Advansa.
- Zona de saída E: TER, Carregado, LisboaGás, Setgás, Cogeração do Barreiro.
- Zona de saída I: Beiragás (Guarda).
- Zona de saída K: Pego, Tagusgás.
- Zona de saída N: Central de Lares, Lusitaniagás, Soporgen e Renoeste (Cogeração), Leirosa.
- Zona de saída Q: Portucel.
- Zona de saída S: Turbogás, Portgás, Refinaria Petrogal, Air Liquide.
- Zona de saída U: Beiragás (Mangualde).

Com base na Figura 5-2 calcula-se a matriz de distâncias entre os vários pontos de entrada e os pontos de saída listados da RNT.

Quadro 5-6 - Matriz de distâncias entre pontos de entrada e pontos de saída, em km

Saídas	km	Entradas			
		TGNL - Sines	Campo Maior	AS - Cariço	Valença do Minho
		A	G	L	O
C - Lote 7	Sines	50	439	252	507
E - Lote 1	LIS-SET	275	416	229	484
I - Lote 5	BEI-Guarda	562	246	385	640
K - Lote 3	TAG	343	148	116	371
N - Lote 2	LUS	330	290	36	358
Q - Lote 4	V. Castelo	517	478	291	72
S - Lote 2	PORT	450	410	223	167
U - Lote 6	BEI-Mangualde	414	375	188	287

Figura 5-2 - Esquema simplificado da Rede de Transporte de Gás Natural⁴



Em Janeiro de 2010, a rede de transporte tinha uma extensão de cerca de 1 270 km, sendo o lote 2 o mais extenso com cerca de 318 km e o lote 6 o mais curto, com cerca de 76 km.

No Quadro 5-7 caracterizam-se as capacidades, por ponto de entrada e por ponto de saída, consideradas no cálculo. Estas correspondem aos fluxos que transitam na rede, considerando um horizonte de longo prazo.

⁴ Por forma a compararem-se os resultados com os determinados pela aplicação da metodologia matricial no cálculo da tarifa de 2010, utilizou-se o mesmo modelo de rede simplificado adotado na altura.

Quadro 5-7 - Capacidade de longo prazo

Entradas		Capacidade MWh/dia	Saídas		Capacidade MWh/dia
A	TGNL - Sines	192 780	C - Lote 7	Sines	26 785
G	Campo Maior	122 000	E - Lote 1	LIS-SET	99 424
L	AS - Carriço	6 762	I - Lote 5	BEI-Guarda	2 178
O	Valença do Minho	23 000	K - Lote 3	TAG	41 522
			N - Lote 2	LUS	89 891
			Q - Lote 4	V. Castelo	2 390
			S - Lote 2	PORT	80 174
			U - Lote 6	BEI-Mangualde	2 178
Total		344 542	Total		344 542

METODOLOGIA MATRICIAL

Como foi referido, o detalhe da implementação do modelo entrada-saída com base numa metodologia *matricial* foi apresentado em 2010 no documento “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011” que acompanha a publicação anual das tarifas de gás natural para o ano gás 2010-2011. Neste capítulo resumem-se os pressupostos considerados e os resultados obtidos.

No cálculo de tarifas entrada-saída baseadas numa metodologia *matricial* é necessário caracterizar a rede no que respeita à (i) capacidade prevista no longo prazo para pontos de entrada e pontos de saída, (ii) o custo da infraestrutura, e (iii) o comprimento dos vários segmentos (gasodutos) que interligam esses mesmos pontos de entrada-saída.

O preço de capacidade nas entradas e nas saídas é calculado com base no custo incremental médio de longo prazo de cada trajeto possível. Na caracterização dos investimentos são consideradas três tipologias essenciais: linhas, ramais e GRMS. Se as GRMS estão inequivocamente relacionadas com as saídas das redes, as linhas e ramais estão associados às entradas e saídas. Em 2010 considerou-se que os troços (segmentos) [AB], [GH], [LM] e [OP] pertencem a “entradas primárias” no sistema. Existe um outro sistema com “entradas secundárias” e saídas para entregas a clientes e aos operadores de rede de distribuição. Nestas “entradas primárias” não são considerados custos com gasodutos periféricos e com estações de redução e de medição (GRMS). Considera-se adicionalmente que os custos das GRMS estão exclusivamente associados as entregas (saídas) a clientes e aos ORD do “sistema secundário”.

No Quadro 5-8 são apresentados os custos incrementais de uso da RNT associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e ponto de saída para as redes (primária e secundária).

Quadro 5-8 - Custos incrementais de capacidade na RNT associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e zona de saída, €/(kWh/dia)/mês

Custo incremental €/(kWh/dia)/mês			Entradas primárias				
			A	G	L	O	
			0,000973	0,001721	0,000162	0,008943	
			Entradas secundárias				
			B	H	M	P	
			0,006012	0,006084	0,000079	0,002010	
Saídas	C - Lote 7	Sines	0,000163	0,006174	0,006247	0,000242	0,002173
	E - Lote 1	LIS-SET	0,002528	0,008540	0,008612	0,002607	0,004538
	I - Lote 5	BEI-Guarda	0,006559	0,012571	0,012643	0,006638	0,008569
	K - Lote 3	TAG	0,000772	0,006783	0,006855	0,000850	0,002781
	N - Lote 2	LUS	0,007370	0,013382	0,013454	0,007449	0,009380
	Q - Lote 4	V. Castelo	0,008671	0,014682	0,014755	0,008750	0,010681
	S - Lote 2	PORT	0,018656	0,024668	0,024740	0,018735	0,020666
	U - Lote 6	BEI-Mangualde	0,056832	0,062843	0,062915	0,056910	0,058841

Integrando os custos incrementais das entradas primárias e secundárias do sistema obtém-se a matriz final de custos incrementais de entrada-saída da RNT, associada a linhas e ramais.

Quadro 5-9 - Custos incrementais de capacidade entrada-saída da RNT, €/(kWh/dia)/mês

Custo incremental €/(kWh/dia)/mês			Entradas				
			A	G	L	O	
			0,006984	0,007805	0,000241	0,010953	
Saídas	C - Lote 7	Sines	0,000163	0,007147	0,007968	0,000404	0,011116
	E - Lote 1	LIS-SET	0,002528	0,009512	0,010333	0,002769	0,013481
	I - Lote 5	BEI-Guarda	0,006559	0,013543	0,014364	0,006800	0,017512
	K - Lote 3	TAG	0,000772	0,007756	0,008576	0,001012	0,011724
	N - Lote 2	LUS	0,007370	0,014354	0,015175	0,007611	0,018323
	Q - Lote 4	V. Castelo	0,008671	0,015655	0,016476	0,008912	0,019624
	S - Lote 2	PORT	0,018656	0,025640	0,026461	0,018897	0,029609
	U - Lote 6	BEI-Mangualde	0,056832	0,063816	0,064636	0,057072	0,067784

Adicionalmente calculam-se os custos incrementais das GRMS por capacidade utilizada nos pontos de saída, pelo rácio entre o valor atualizado do acréscimo de encargos resultantes dos investimentos e dos respetivos custos de operação e manutenção em troços de rede periféricos relativos às GRMS, durante o período de vida útil desses investimentos, e o valor atualizado do acréscimo de capacidade utilizada nas saídas da rede para entrega a clientes e às redes de distribuição nesse mesmo período. Obtém-se um valor de 0,003385 €/(kWh/dia)/mês.

Nas saídas internacionais e no terminal de GNL não se aplicaram estes custos incrementais de capacidade utilizada nas saídas, na medida em que não condicionam estes investimentos. Assim, este custo incremental associado às GRMS por capacidade utilizada nos pontos de saída aplica-se exclusivamente nas entregas a clientes e às redes de distribuição.

Para a análise em questão neste capítulo, ou seja, comparação dos resultados obtidos através da metodologia *matricial* com a metodologia de referência de *CWD*, apenas são consideradas as

componentes de capacidade das tarifas de entrada e saída da RNT e desprezadas as componentes de energia, que são marginais (1%).

No Quadro 5-10 apresentam-se os custos incrementais de capacidade nos pontos de entrada e saída da RNT. Os custos incrementais de entrada incluem os custos dos troços da rede primária e os custos de saída incluem os custos incrementais das GRMS.

Quadro 5-10 - Custos incrementais de capacidade nos pontos de entrada e saída da RNT

Entradas		CAP _{ENI}	Custo incremental	Receitas R _{ENI}
		MWh/dia	€/kWh/dia/mês	Euro
A	TGNL - Sines	192 780	0,006984	16 156 809
G	Campo Maior	122 000	0,007805	11 425 914
L	AS - Carriço	6 762	0,000241	19 534
O	Valença do Minho	23000	0,010953	3 022 960
Total - Entradas		344 542		30 625 217
Saídas		CAP _{EXJ}	Custo incremental	Receitas R _{EXJ}
		MWh/dia	€/kWh/dia/mês	Euro
C - Lote 7	Sines	26 785	0,003548	1 140 371
E - Lote 1	LIS-SET	99424	0,005913	7 054 766
I - Lote 5	BEI-Guarda	2178	0,009944	259 899
K - Lote 3	TAG	41522	0,004157	2 071 036
N - Lote 2	LUS	89891	0,010755	11 601 340
Q - Lote 4	V. Castelo	2390	0,012056	345 764
S - Lote 2	PORT	80174	0,022041	21 205 607
U - Lote 6	BEI-Mangualde	2178	0,060217	1 573 819
Total - Saídas		344 542		45 252 603
Total				75 877 820

Da aplicação dos custos incrementais definidos no Quadro 5-10 às capacidades das entradas e das saídas do Quadro 5-7 resulta um total de receitas não escaladas de 75,88 milhões de euros.

DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA “CAPACITY WEIGHTED DISTANCE”

À semelhança da metodologia matricial, no cálculo de tarifas entrada-saída baseadas numa metodologia *CWD*, é necessário caracterizar a rede no que respeita à (i) capacidade prevista no longo prazo para os pontos de entrada e para os pontos de saída (Quadro 5-7) e (ii) à distância entre os vários segmentos (gasodutos) que interligam esses mesmos pontos de entrada e saída (Quadro 5-6). Ao contrário da metodologia matricial, a metodologia *CWD* não considera o custo associado a cada troço da rede que interliga pontos de entrada com os pontos de saída.

De acordo com a metodologia descrita no n.º 2 do Artigo 8.º do Regulamento (UE) 2017/460, depois de definidas as capacidades previstas no longo prazo em cada ponto de entrada e saída (Quadro 5-7) e as respetivas distâncias entre pontos (Quadro 5-6), calculam-se as capacidades proporcionais de cada entrada e de cada saída, em função das respetivas capacidades totais, de acordo com as seguintes expressões:

$$P_{En_i} = \frac{Cap_{En_i}}{\sum Cap_{En}} \quad (1)$$

$$P_{Ex_j} = \frac{Cap_{Ex_j}}{\sum Cap_{Ex}} \quad (2)$$

P_{En_i} Peso da capacidade da entrada i

P_{Ex_j} Peso da capacidade da saída j

Cap_{En_i} Capacidade contratada prevista, na entrada i (kWh/dia)

Cap_{Ex_j} Capacidade contratada prevista, na saída j (kWh/dia)

$\sum Cap_{En}$ Capacidade contratada prevista total das entradas (kWh/dia)

$\sum Cap_{Ex}$ Capacidade contratada prevista total das saídas (kWh/dia)

De seguida são calculadas, para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída, as distâncias ponderadas pelas capacidades, de acordo com as seguintes expressões:

$$AD_{En_i} = \sum_j P_{Ex_j} \times D_{En_i Ex_j} \quad (3)$$

$$AD_{Ex_j} = \sum_i P_{En_i} \times D_{Ex_j En_i} \quad (4)$$

AD_{En_i} Distância média ponderada pela capacidade, na entrada i (km)

AD_{Ex_j} Distância média ponderada pela capacidade, na saída j (km)

P_{Ex_j} Peso da capacidade da saída j (%)

P_{En_i} Peso da capacidade da entrada i (%)

$D_{En_i Ex_j}$ Distância entre a entrada i e a saída j (km)

$D_{Ex_j En_i}$ Distância entre a saída j e a entrada i (km)

Posteriormente, são determinados os ponderadores de custo para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída pelas seguintes expressões:

$$W_{En_i} = \frac{Cap_{En_i} \times AD_{En_i}}{\sum_i Cap_{En_i} \times AD_{En_i}} \quad (5)$$

$$W_{Ex_j} = \frac{Cap_{Ex_j} \times AD_{Ex_j}}{\sum_i Cap_{Ex_j} \times AD_{Ex_j}} \quad (6)$$

W_{En_i} Ponderador de custo da entrada i (%)

W_{Ex_j} Ponderador de custo da saída j (%)

Cap_{En_i} Capacidade contratada prevista, na entrada i (kWh/dia)

Cap_{Ex_j} Capacidade contratada prevista, na saída j (kWh/dia)

AD_{En_i} Distância média ponderada pela capacidade, na entrada i (km)

AD_{Ex_j} Distância média ponderada pela capacidade, na saída j (km)

De acordo com a alínea (e) do n.º 1 do Artigo 8.º do Regulamento (UE) 2017/460, a proporção de receitas a recuperar entre os pontos de entrada e os pontos de saída deverá obedecer a uma repartição 50/50. Conhecendo o montante total de receitas da atividade de transporte de gás natural e aplicando a repartição entre entradas e saídas, definem-se as receitas totais a recuperar nos pontos de entrada R_{En} e nos pontos de saída R_{Ex} .

Definidos as receitas totais para as entradas e para as saídas e determinados os ponderadores de custo de cada ponto de entrada e de cada ponto de saída, definidos nas equações (5) e (6), calculam-se as receitas a recuperar por ponto de entrada e por ponto de saída, de acordo com:

$$R_{En_i} = W_{En_i} \times R_{En} \quad (7)$$

$$R_{Ex_j} = W_{Ex_j} \times R_{Ex} \quad (8)$$

R_{En_i} Receitas recuperadas na entrada i (Euros)

R_{Ex_j} Receitas recuperadas na saída j (Euros)

W_{En_i} Ponderador de custo na entrada i (%)

W_{Ex_j} Ponderador de custo na saída j (%)

R_{En} Receitas totais nas entradas (Euros)

R_{Ex} Receitas totais nas saídas (Euros)

Finalmente, o cálculo da tarifa por ponto de entrada e por ponto de saída, resulta do rácio entre as receitas por ponto de entrada e por ponto de saída pelas respetivas capacidades de longo prazo, definidas no Quadro 5-7, isto é:

$$T_{Eni} = \frac{R_{Eni}}{Cap_{Eni} \times 12} \quad (9)$$

$$T_{Exj} = \frac{R_{Exj}}{Cap_{Exj} \times 12} \quad (10)$$

T_{Eni} Preço de referência na entrada i , [€/((kWh/dia)/mês)]

T_{Exj} Preço de referência na saída j , [€/((kWh/dia)/mês)]

R_{Eni} Receitas recuperadas na entrada i (Euros)

R_{Exj} Receitas recuperadas na saída j (Euros)

Cap_{Eni} Capacidade contratada prevista, na entrada i (kWh/dia)

Cap_{Exj} Capacidade contratada prevista, na saída j (kWh/dia)

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA “CAPACITY WEIGHTED DISTANCE” À REDE DE TRANSPORTE

Na implementação da metodologia de preço de referência *CWD* na RNT de gás natural em Portugal, foram consideradas duas opções. A **primeira opção (CWD1)** considera a RNT com as “entradas principais” (A, G, L e O) e as saídas listadas no Quadro 5-6, aplica a proporção 50/50 ao total dos proveitos da RNT, para apurar quais as receitas a recuperar nas entradas e nas saídas e por fim calcula a tarifa por ponto de entrada e saída com base na receita e na capacidade de longo prazo, por ponto de entrada e por ponto de saída.

A **segunda opção (CWD2)** considera a RNT subdividida entre “entradas primárias” e “entradas e saídas secundárias”, assim como o custo das GRMS alocados exclusivamente nas saídas para entregas a clientes e à rede de distribuição, à semelhança do pressuposto considerado no cálculo *matricial* e atualmente em vigor.

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CWD1 – OPÇÃO 1

Nesta opção consideraram-se os seguintes pressupostos:

- Pontos de entrada A, G, L e O listados no Quadro 5-6
- Pontos de saída listados no Quadro 5-6
- Capacidades de longo prazo de entrada e de saída, definidas no Quadro 5-7
- Matriz de distâncias definidas no Quadro 5-6
- Repartição de receitas de 50/50 entre entradas-saídas
- Total de receitas da RNT de 75,88 milhões de euros (valor definido na metodologia matricial).

Da aplicação das expressões (1) e (2), resultam os ponderadores de capacidades apresentados no Quadro 5-11.

Quadro 5-11 - Capacidade ponderada nos pontos de entrada *i* e saída *j* da RNT

Entradas		P _{ENi} Capacidade ponderada	Saídas		P _{EXj} Capacidade ponderada
A	TGNL - Sines	56,0%	C - Lote 7	Sines	7,8%
G	Campo Maior	35,4%	E - Lote 1	LIS-SET	28,9%
L	AS - Carriço	2,0%	I - Lote 5	BEI-Guarda	0,6%
O	Valença do Minho	6,7%	K - Lote 3	TAG	12,1%
Total		100,0%	N - Lote 2	LUS	26,1%
			Q - Lote 4	V. Castelo	0,7%
			S - Lote 2	PORT	23,3%
			U - Lote 6	BEI-Mangualde	0,6%
			Total	100,0%	

Para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída, calculam-se as distâncias médias ponderadas pela capacidade, AD_{ENi} e AD_{EXj} , de acordo com as expressões (3) e (4).

Quadro 5-12 - Distância média ponderada pela capacidade – CWD1

		Entradas				Entradas					AD _{EXj}
		A	G	L	O	A	G	L	O		
Saídas	C - Lote 7 Sines	4	34	20	39	28	156	5	34	222	
	E - Lote 1 LIS-SET	79	120	66	140	154	147	5	32	338	
	I - Lote 5 BEI-Guarda	4	2	2	4	314	87	8	43	452	
	K - Lote 3 TAG	41	18	14	45	192	52	2	25	271	
	N - Lote 2 LUS	86	76	9	93	185	103	1	24	312	
	Q - Lote 4 V. Castelo	4	3	2	0	289	169	6	5	469	
	S - Lote 2 PORT	105	95	52	39	252	145	4	11	412	
	U - Lote 6 BEI-Mangualde	3	2	1	2	232	133	4	19	387	
AD_{ENi}		325	351	167	362						

Posteriormente, são determinados, de acordo com as expressões (5) e (6), os ponderadores de custo para cada ponto de entrada e cada ponto de saída. Estes ponderadores são posteriormente aplicados às respectivas receitas (entradas-saídas), expressões (7) e (8), para determinar a receita por ponto de entrada e por ponto de saída. Os valores são os apresentados no quadro seguinte.

Quadro 5-13 - Ponderadores de custos por ponto de entrada (W_{ENi}) e por ponto de saída (W_{EXj})

CWD1

Entradas		W_{ENi}	Saídas		W_{EXj}
A	TGNL - Sines	54,5%	C - Lote 7	Sines	5,2%
G	Campo Maior	37,2%	E - Lote 1	LIS-SET	29,3%
L	AS - Carriço	1,0%	I - Lote 5	BEI-Guarda	0,9%
O	Valença do Minho	7,3%	K - Lote 3	TAG	9,8%
Total		100,0%	N - Lote 2	LUS	24,4%
			Q - Lote 4	V. Castelo	1,0%
			S - Lote 2	PORT	28,8%
			U - Lote 6	BEI-Mangualde	0,7%
			Total	100,0%	

Da aplicação das expressões (9) e (10) resultam os custos incrementais por ponto de entrada e por ponto de saída apresentados no quadro seguinte.

Quadro 5-14 - Custos incrementais por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT – CWD1

Entradas		W_{ENi}	Receitas R_{ENi}	CAP_{ENi}	Custo incremental
			Euro	MWh/dia	€/kWh/dia/mês
A	TGNL - Sines	54,5%	20 694 048	192 780	0,008945
G	Campo Maior	37,2%	14 120 446	122 000	0,009645
L	AS - Carriço	1,0%	372 583	6 762	0,004592
O	Valença do Minho	7,3%	2 751 833	23 000	0,009970
Total - Entradas		100%	37 938 910	344 542	
Saídas		W_{EXj}	Receitas R_{EXj}	CAP_{EXj}	Custo incremental
			Euro	MWh/dia	€/kWh/dia/mês
C - Lote 7	Sines	5,2%	1 966 291	26 785	0,006118
E - Lote 1	LIS-SET	29,3%	11 102 526	99 424	0,009306
I - Lote 5	BEI-Guarda	0,9%	324 709	2 178	0,012424
K - Lote 3	TAG	9,8%	3 716 569	41 522	0,007459
N - Lote 2	LUS	24,4%	9 260 969	89 891	0,008585
Q - Lote 4	V. Castelo	1,0%	370 190	2 390	0,012908
S - Lote 2	PORT	28,8%	10 919 116	80 174	0,011349
U - Lote 6	BEI-Mangualde	0,7%	278 540	2 178	0,010657
Total - Saídas		100%	37 938 910	344 542	
Total			75 877 820		

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CWD2 – OPÇÃO 2

Nesta opção consideraram-se os seguintes pressupostos:

- Pontos de entrada “rede primária” A, G, L e O listados no Quadro 5-6
- Pontos de entrada “rede secundária” B, H, M e P listados no Quadro 5-15
- Pontos de saída listados no Quadro 5-6
- Capacidades de longo prazo, de entrada e de saída, definidas no Quadro 5-7
- Custo unitário dos troços [AB], [GH], [LM] e [OP] definidos na metodologia matricial.
- Custo incremental de longo prazo das GRMS definido na metodologia matricial.

Uma vez que os pontos de entrada na “rede secundária” são diferentes da rede considerada na metodologia CWD1, é necessário recalculer uma matriz de distâncias entre os pontos de entrada na “rede secundária” e os pontos de saída.

Quadro 5-15 - Matriz de distâncias entre pontos de entrada e pontos de saída, em km, CWD2

		km	Entradas secundárias			
			"TGNL - Sines"	"Campo Maior"	"AS - Carriço"	"Valença do Minho"
			B	H	M	P
Saídas	C - Lote 7	Sines	4	382	252	455
	E - Lote 1	LIS-SET	229	359	229	432
	I - Lote 5	BEI-Guarda	516	188	385	588
	K - Lote 3	TAG	297	90	116	319
	N - Lote 2	LUS	284	233	36	307
	Q - Lote 4	V. Castelo	471	420	291	20
	S - Lote 2	PORT	404	353	223	116
	U - Lote 6	BEI-Mangualde	368	317	188	235

Da aplicação das expressões (1) e (2), resultam as capacidades ponderadas apresentadas no Quadro 5-11. Não há diferenças nestes valores entre as duas metodologias.

Para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída, calculam-se as distâncias médias ponderadas pela capacidade, AD_{ENi} e AD_{EXj} , de acordo com as expressões (3) e (4).

Quadro 5-16 - Distância média ponderada pela capacidade – CWD2

		Entradas secundárias				Entradas secundárias					
		B	H	M	P	B	H	M	P	AD _{EXj}	
Saídas	C - Lote 7 Sines	0	30	20	35	C - Lote 7 Sines	2	135	5	30	173
	E - Lote 1 LIS-SET	66	103	66	125	E - Lote 1 LIS-SET	128	127	4	29	289
	I - Lote 5 BEI-Guarda	3	1	2	4	I - Lote 5 BEI-Guarda	288	67	8	39	402
	K - Lote 3 TAG	36	11	14	38	K - Lote 3 TAG	166	32	2	21	222
	N - Lote 2 LUS	74	61	9	80	N - Lote 2 LUS	159	82	1	20	262
	Q - Lote 4 V. Castelo	3	3	2	0	Q - Lote 4 V. Castelo	264	149	6	1	420
	S - Lote 2 PORT	94	82	52	27	S - Lote 2 PORT	226	125	4	8	363
U - Lote 6 BEI-Mangualde	2	2	1	1	U - Lote 6 BEI-Mangualde	206	112	4	16	338	
AD _{ENi}		279	293	167	311						

De acordo com as expressões (5) e (6), determinam-se os ponderadores de custos de cada ponto de entrada e de cada ponto de saída. Estes ponderadores são posteriormente aplicados às respetivas receitas (entradas-saídas), expressões (7) e (8), para determinar a receita por ponto de entrada e por ponto de saída. Os valores são os apresentados no quadro seguinte.

Quadro 5-17 - Ponderadores de custos por ponto de entrada (W_{ENi}) e por ponto de saída (W_{EXj})
CWD2

Entradas		W_{ENi}	Saídas		W_{EXj}
B	"TGNL - Sines"	55,0%	C - Lote 7	Sines	4,7%
H	"Campo Maior"	36,5%	E - Lote 1	LIS-SET	29,3%
M	"AS - Carriço"	1,2%	I - Lote 5	BEI-Guarda	0,9%
P	"Valença do Minho"	7,3%	K - Lote 3	TAG	9,4%
Total		100,0%	N - Lote 2	LUS	24,1%
			Q - Lote 4	V. Castelo	1,0%
			S - Lote 2	PORT	29,7%
			U - Lote 6	BEI-Mangualde	0,8%
			Total		100,0%

Como foi referido, nesta opção não são consideradas as “entradas primárias” da rede e os custos associados às GRMS são imputados exclusivamente a saídas para clientes e ORD. Por isso, para determinar o total de proveitos a recuperar nesta opção, é necessário subtrair ao valor considerado na opção CWD1 (75,88 M€) o custo das entradas primárias (7,3 M€) e o custo das GRMS (14 M€). Estes valores são definidos na metodologia *matricial* e justificados no documento de “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2010-2011” e são apresentados no Quadro 5-18.

Quadro 5-18 - Custos incrementais dos troços da “rede primária e das GRMS” – CWD2

Entradas "Rede Primária"		Receitas Incrementais Euro	CAP _{ENI} MWh/dia	Custo incremental €/kWh/dia/mês
A	TGNL - Sines	2 249 993	192 780	0,000973
G	Campo Maior	2 518 979	122 000	0,001721
L	AS - Carriço	13 150	6 762	0,000162
O	Valença do Minho	2 468 310	23 000	0,008943
Total - Entradas		2 249 993	344 542	
Saídas GRMS		Receitas Incrementais Euro	CAP _{EXJ} MWh/dia	Custo incremental €/kWh/dia/mês
C - Lote 7	Sines	1 088 005	26 785	0,003385
E - Lote 1	LIS-SET	4 038 597	99 424	0,003385
I - Lote 5	BEI-Guarda	88 470	2 178	0,003385
K - Lote 3	TAG	1 686 621	41 522	0,003385
N - Lote 2	LUS	3 651 367	89 891	0,003385
Q - Lote 4	V. Castelo	97 082	2 390	0,003385
S - Lote 2	PORT	3 256 663	80 174	0,003385
U - Lote 6	BEI-Mangualde	88 470	2 178	0,003385
Total - Saídas		13 995 275	344 542	
Total		21 245 707		

Da aplicação das expressões (9) e (10) resultam as tarifas por ponto de entrada e por ponto de saída para a “rede secundária”, apresentados no quadro seguinte.

Quadro 5-19 - Custos incrementais por ponto de entrada e por ponto de saída da “rede secundária” – CWD2

Entradas "Rede Secundária"		W _{ENI}	Receitas R _{ENI} Euro	CAP _{ENI} MWh/dia	Custo incremental €/kWh/dia/mês
B	"TGNL - Sines"	55,0%	15 029 418	192 780	0,006497
H	"Campo Maior"	36,5%	9 975 561	122 000	0,006814
M	"AS - Carriço"	1,2%	314 699	6 762	0,003878
P	"Valença do Minho"	7,3%	1 996 379	23 000	0,007233
Total - Entradas		100%	27 316 057	344 542	
Saídas "Rede Secundária"		W _{EXJ}	Receitas R _{EXJ} Euro	CAP _{EXJ} MWh/dia	Custo incremental €/kWh/dia/mês
C - Lote 7	Sines	4,7%	1 292 199	26 785	0,004020
E - Lote 1	LIS-SET	29,3%	8 013 250	99 424	0,006716
I - Lote 5	BEI-Guarda	0,9%	244 457	2 178	0,009353
K - Lote 3	TAG	9,4%	2 568 425	41 522	0,005155
N - Lote 2	LUS	24,1%	6 587 829	89 891	0,006107
Q - Lote 4	V. Castelo	1,0%	279 984	2 390	0,009762
S - Lote 2	PORT	29,7%	8 124 499	80 174	0,008445
U - Lote 6	BEI-Mangualde	0,8%	205 413	2 178	0,007859
Total - Saídas		100%	27 316 057	344 542	
Total			54 632 113		

Finalmente, para obter as tarifas finais por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT é necessário adicionar o custo das entradas na “rede primária” e o custo das GRMS nas saídas da “rede secundária”,

conforme se apresenta no Quadro 5-20. O total de receitas recuperadas por estas tarifas de entrada-saída da RNT é agora de 75,88 M€.

Quadro 5-20 - Custos incrementais por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT – CWD2

Entradas RNT		Receitas Incrementais	CAP _{ENI}	Custo incremental
		Euro	MWh/dia	€/kWh(dia)/mês
A	TGNL - Sines	17 279 410	192 780	0,007469
G	Campo Maior	12 494 540	122 000	0,008535
L	AS - Carriço	327 849	6 762	0,004040
O	Valença do Minho	4 464 689	23 000	0,016176
Total - Entradas RNT		34 566 488		
Saídas RNT		Receitas Incrementais	CAP _{EXJ}	Custo incremental
		Euro	MWh/dia	€/kWh(dia)/mês
C - Lote 7	Sines	2 380 204	26 785	0,007405
E - Lote 1	LIS-SET	12 051 847	99 424	0,010101
I - Lote 5	BEI-Guarda	332 927	2 178	0,012738
K - Lote 3	TAG	4 255 046	41 522	0,008540
N - Lote 2	LUS	10 239 196	89 891	0,009492
Q - Lote 4	V. Castelo	377 066	2 390	0,013147
S - Lote 2	PORT	11 381 162	80 174	0,011830
U - Lote 6	BEI-Mangualde	293 884	2 178	0,011244
Total - Saídas RNT		41 311 332	344 542	
Total		75 877 820		

RESULTADOS

Nos gráficos seguintes resumem-se os resultados obtidos para os custos incrementais de entrada e saída da RNT para as várias metodologias aplicadas, designadamente, *matricial*, *CWD1* e *CWD2*. Agregando os valores das receitas incrementais e das respetivas capacidades de longo prazo, por ponto de entrada e por ponto de saída, obtêm-se custos incrementais agregados para as entradas e para as saídas, como sejam, o VIP e um único custo incremental na saída.

Figura 5-3 - Custo incremental por ponto de entrada na RNT

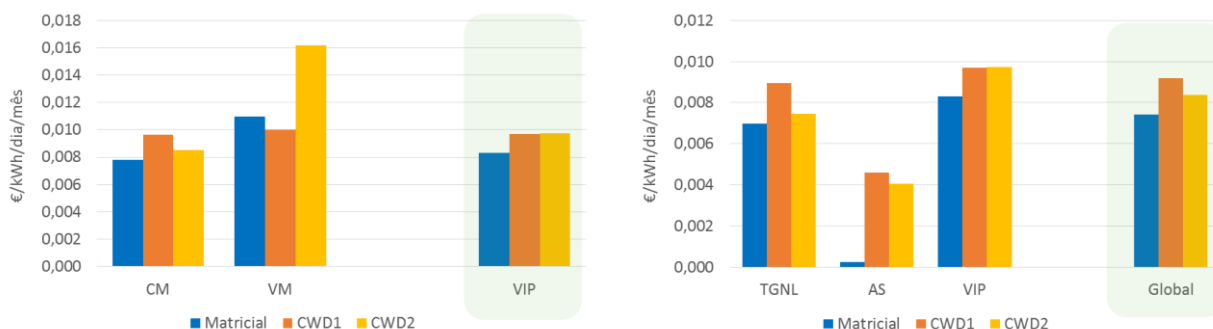
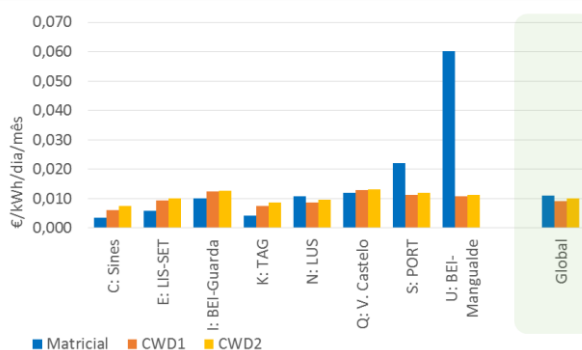


Figura 5-4 - Custo incremental por ponto de saída da RNT



CM: Campo Maior; VM: Valença do Minho; VIP: Ponto virtual de interligação; TGNL: Terminal de GNL; AS: Armazenamento subterrâneo.

Aplicando as tarifas de entrada e de saída da RNT definidas no ano gás 2016-2017, apresentadas no Quadro 5-21, às capacidades de longo prazo definidas no Quadro 5-7, obtêm-se as receitas totais a recuperar, no valor de 149 M€.

Quadro 5-21 - Receitas totais da RNT com tarifas do ano gás 2016-2017

Entradas RNT	CAP _{ENI}	Tarifa	Receita
	MWh/dia	€/kWh/dia/mês	€
A TGNL - Sines	192 780	0,012871	29 776 352
G Campo Maior	122 000	0,012871	18 843 837
L AS - Carriço	6 762	0,000361	29 303
O Valença do Minho	23 000	0,012871	3 552 527
Total - Entradas RNT	344 542		52 202 019
Saídas RNT	CAP _{Exj}	Tarifa	Receita
	MWh/dia	€/kWh/dia/mês	€
Cientes AP+ORD	344 542	0,023377	96 654 141
Interligações	0	0,000000	0
Terminal GNL	0	0,000000	0
Total - Saídas RNT	344 542		96 654 141
Total - RNT			148 856 160

Uma vez que as receitas incrementais (75,9 M€) das metodologias descritas (*matricial*, *CWD1* e *CWD2*) são inferiores às receitas a recuperar nas tarifas (148,9 M€) é necessário aplicar um escalamento multiplicativo aos custos incrementais obtidos. Assim é aplicado um fator multiplicativo comum (de 1,962) aos custos incrementais de entrada e saída por forma a obter as receitas pretendidas. No Quadro 5-22 resumem-se esses valores.

Quadro 5-22 - Tarifas de entrada e de saída da RNT

Entradas RNT	CAP _{ENI} MWh/dia	Tarifa 2016-2017		Matricial		CWD1		CWD2	
		Tarifa €/kWh/dia/mês	Receita Euro	Custo Inc. Escalado €/kWh/dia/mês	Receita Euro	Custo Inc. Escalado €/kWh/dia/mês	Receita Euro	Custo Inc. Escalado €/kWh/dia/mês	Receita Euro
A TGNL - Sines	192 780	0,012871	29 776 352	0,013701	31 696 225	0,017549	40 597 326	0,014653	33 898 532
G Campo Maior	122 000	0,012871	18 843 837	0,015311	22 415 215	0,018922	27 701 314	0,016743	24 511 633
L AS - Carriço	6 762	0,000361	29 303	0,000472	38 322	0,009008	730 929	0,007926	643 170
O Valença do Minho	23 000	0,012871	3 552 527	0,021487	5 930 405	0,019560	5 398 512	0,031735	8 758 770
Total - Entradas RNT	344 542		52 202 019		60 080 168		74 428 080		67 812 105
Saídas RNT	CAP _{Exj} MWh/dia	Tarifa €/kWh/dia/mês	Receita Euro	Custo Inc. Escalado €/kWh/dia/mês	Receita Euro	Custo Inc. Escalado €/kWh/dia/mês	Receita Euro	Custo Inc. Escalado €/kWh/dia/mês	Receita Euro
C - Lote 7 Sines	26 785	0,023377	7 513 978	0,006960	2 237 165	0,012001	3 857 446	0,014528	4 669 455
E - Lote 1 LIS-SET	99 424	0,023377	27 891 350	0,011600	13 839 952	0,018256	21 780 796	0,019817	23 643 163
I - Lote 5 BEI-Guarda	2 178	0,023377	610 993	0,019508	509 867	0,024373	637 011	0,024990	653 132
K - Lote 3 TAG	41 522	0,023377	11 648 139	0,008154	4 062 933	0,014633	7 291 118	0,016753	8 347 496
N - Lote 2 LUS	89 891	0,023377	25 217 063	0,021099	22 759 365	0,016843	18 168 054	0,018622	20 087 127
Q - Lote 4 V. Castelo	2 390	0,023377	670 465	0,023651	678 316	0,025322	726 233	0,025792	739 723
S - Lote 2 PORT	80 174	0,023377	22 491 160	0,043240	41 600 896	0,022265	21 420 986	0,023207	22 327 422
U - Lote 6 BEI-Mangualde	2 178	0,023377	610 993	0,118132	3 087 498	0,020907	546 436	0,022059	576 537
Total - Saídas RNT	344 542		96 654 141		88 775 993		74 428 080		81 044 055
Total			148 856 160		148 856 160		148 856 160		148 856 160

Nos gráficos seguintes comparam-se os resultados obtidos para as tarifas de entrada-saída da RNT de acordo com as metodologias aplicadas, designadamente, *matricial*, *CWD1* e *CWD2*, com as tarifas

aplicadas no ano gás 2016-2017. Mais uma vez, agregando os valores de receitas e respetivas capacidades de longo prazo, por ponto de entrada e por ponto de saída, obtêm-se as receitas agregadas para as entradas e para as saídas, como sejam, o VIP e uma única tarifa de saída.

Figura 5-5 - Tarifas por ponto de entrada na RNT

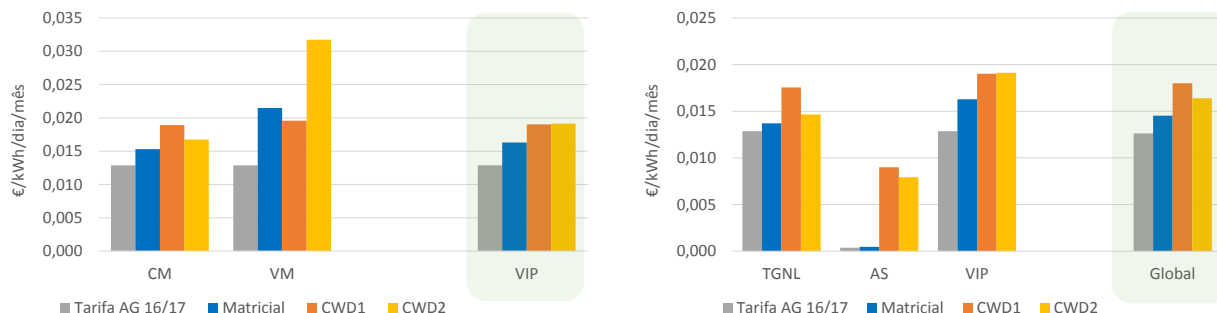
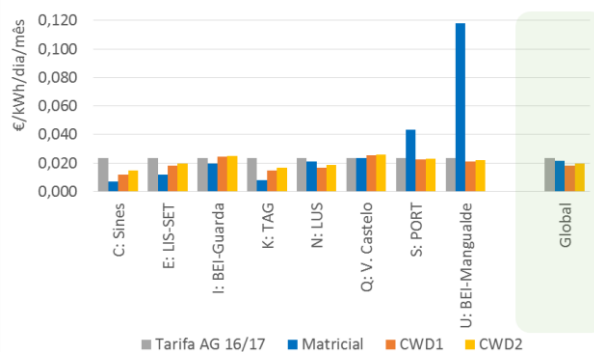


Figura 5-6 - Tarifa por ponto de saída da RNT



CM: Campo Maior; VM: Valença do Minho; VIP: Ponto virtual de interligação; TGNL: Terminal de GNL; AS: Armazenamento subterrâneo.

Considerando os dados apresentados no Quadro 5-22 determina-se a estrutura de receitas entre entrada-saída. No Quadro 5-23 é apresentada a estrutura de receitas recuperadas nas entradas e nas saídas em função da metodologia considerada. Por exemplo, a metodologia matricial recupera 40% das receitas totais da RNT nas entradas e 60% nas saídas.

Quadro 5-23 - Estrutura de receitas entre Entrada-Saída

	Tarifas AG 16/17	Matricial	CWD1	CWD2
Entradas	35%	40%	50%	46%
Saídas	65%	60%	50%	54%
Total		100%	100%	100%

CONCLUSÕES

A metodologia *matricial* determina os preços de entrada e saída da RNT considerando 3 dimensões de custos, a saber: capacidade, distância e valor do investimento nos vários gasodutos. Nas metodologias *CWD* apenas são consideradas 2 dimensões de custo: capacidade e distância.

O modelo *CWD1* socializa desnecessariamente os custos de alguns ativos de rede, designadamente os custos com os troços primários que devem ser refletidos exclusivamente nas entradas e os custos com as GRMS que devem ser adicionados exclusivamente às saídas para clientes e para as redes de distribuição. Este último aspeto é corrigido quer no modelo *matricial* quer na metodologia *CWD2*.

Como se verifica na Figura 5-5 e Figura 5-6 a metodologia que apresenta tarifas mais próximas das tarifas aplicadas no ano gás 2016-2017 é a *matricial*. Na perspetiva de integração de mercados no espaço ibérico, a metodologia onde resultam tarifas de entrada na RNT inferiores é o modelo *matricial*, promovendo um maior acoplamento de preços no mercado grossista entre Portugal e Espanha e a concorrência no ponto virtual de trocas comerciais.

No que respeita ao armazenamento subterrâneo (AS) verifica-se que o modelo *matricial* apresenta as tarifas de entrada na RNT (extração do AS) mais reduzidas. Este facto contribui para a mitigação dos custos do AS e promoção deste meio de oferta de flexibilidade aos agentes de mercado, reduzindo as barreiras à entrada de novos agentes de mercado.

Analisando os resultados obtidos para as tarifas de entrada na RNT em função da metodologia considerada, verifica-se que o modelo *matricial*, conduz a tarifas de entrada na RNT através do AS mais reduzidas, consequência da injeção na RNT a partir do AS ser efetuada no “centro de massa” do SNGN reduzindo os fluxos de injeção através dos restantes pontos de entrada da RNT (TGNL, Campo Maior e Valença do Minho). Por sua vez, verifica-se que o modelo *CWD 1 e 2* não reconhecem tanto mérito ao facto de injeções no “centro de massa” reduzirem os fluxos nos outros pontos de entrada, uma vez que apresentam tarifas muito superiores, neste ponto de entrada.

No que respeita ao ponto de entrada VIP (Campo Maior + Valença do Minho), verifica-se que a agregação dos pontos de entrada Campo Maior e Valença do Minho como um único (VIP), é mais suportada pelas metodologias *matricial* e *CWD1*, onde se verificam preços semelhantes.

No que respeita às saídas, apesar de existirem diferentes preços de saída, a obrigação legal de uniformidade tarifária, garante a perequação nacional nas saídas.

Relativamente à estrutura entrada-saída, verifica-se que o modelo *matricial* é o que favorece mais as entradas no sistema, com tarifas mais reduzidas, penalizando as saídas, com preços mais elevados (40/60). Por oposição, o modelo *CWD1* é o que penaliza mais as entradas no sistema, com tarifas mais elevadas, favorecendo as saídas, com preços mais reduzidos (50/50).

Conforme foi referido inicialmente, tarifas de entrada na RNT mais reduzidas favorecem a integração entre mercados contribuindo para a criação do mercado interno comum.

6 PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

O Código de Rede europeu para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás (doravante designado por Código de Rede CAM)⁵, foi o primeiro Código de Rede europeu a ser implementado no setor do gás natural em Portugal. A ERSE preparou a sua implementação desde 2012, nomeadamente na revisão regulamentar do setor do gás natural de 2013, em que o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 139-C/2013, de 16 de abril, e o Regulamento Tarifário (RT), aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, foram alterados de forma a alinhar a regulamentação nacional com os conceitos estabelecidos no Código de Rede CAM e de forma a permitir a sua implementação antecipada.

Neste contexto, foi alterado significativamente o modelo de atribuição de capacidade na interligação na rede de transporte, permitindo a harmonização do modelo de atribuição de capacidade na interligação Portugal-Espanha, que vinha a ser desenvolvido no seio da Iniciativa Regional do Gás do Sul (GRI Sul).

Adicionalmente implementou-se também o modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, sujeita a pagamento, através de mecanismos de mercado para atribuição de capacidade, nas infraestruturas de alta pressão nos pontos internos do SNGN (terminal de GNL, armazenamento subterrâneo e ligações da RNTGN a estas infraestruturas), de modo a assegurar-se a harmonização das regras de acesso em todos os pontos relevantes da RNT. Alterou-se assim, o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados ex-post, para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade contratada definidos ex-ante.

Para além do produto anual, os produtos de capacidade de curto prazo previstos no RARII em vigor até abril de 2016 eram:

- a) produtos de capacidade trimestral e mensal, na rede de transporte, no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo;
- b) produtos de capacidade diária, na rede de transporte, no terminal de GNL e nas interligações internacionais (VIP) da rede de transporte;
- c) produto de capacidade intradiária, nas interligações internacionais (VIP) da rede de transporte.

Na revisão regulamentar ocorrida em 2016 estendeu-se o conceito de capacidade intradiária aos restantes pontos da rede de transporte sujeitos à contratação de capacidade, para evitar tratamentos diferenciados entre a entrada do terminal e as interligações internacionais. A criação do produto intradiário na entrada da rede de transporte a partir do terminal de GNL conduziu também à necessidade

⁵ Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro, revogado pelo Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março, que institui um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás.

da criação do mesmo produto no terminal de GNL, nomeadamente para a capacidade de regaseificação. Todavia, não se considerou necessária a introdução do produto de capacidade intradiária no armazenamento de GNL, na medida em que a variação do armazenamento de GNL depende do integral da regaseificação.

Introduziu-se também o produto de capacidade diária no armazenamento subterrâneo, em linha com solicitações que têm vindo a ser feitas pelos agentes de mercado, harmonizando os produtos de capacidade do armazenamento subterrâneo com os produtos de capacidade de armazenamento do terminal de GNL e permitindo uma maior flexibilidade na utilização desta infraestrutura. De igual modo, à semelhança do aplicado no armazenamento de GNL, não são previstos produtos de capacidade intradiária no armazenamento subterrâneo.

O Quadro seguinte resume os produtos de capacidade de curto prazo nas diversas infraestruturas de alta pressão.

Quadro 6-1 - Produtos de capacidade de curto prazo nas tarifas das infraestruturas de Alta Pressão

	Infraestrutura/Função/Serviço	Produtos de capacidade em vigor	Produtos de capacidade propostos	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Entrada na RNT	Interligação	A, T, M, D, ID	A, T, M, D, ID
		Terminal de GNL	A, T, M, D	A, T, M, D, ID
		Armazenamento Subterrâneo	D	D, ID
	Saída da RNT	Interligação	A, T, M, D	A, T, M, D, ID
		Terminal de GNL	A, T, M, D	A, T, M, D, ID
		Armazenamento de GNL	A, T, M, D	A, T, M, D
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	Regaseificação	A, T, M, D	A, T, M, D, ID	
	Armazenamento	A, T, M	A, T, M, D	
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	Armazenamento	A, T, M	A, T, M, D	

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

Com os novos produtos de capacidade introduzidos em 2016 nas infraestruturas de alta pressão ofereceu-se mais flexibilidade aos agentes na utilização das infraestruturas de alta pressão, harmonizando-se as regras aplicáveis com as estabelecidas pelo Código de Rede de CAM para as interligações. Esta alteração apenas teve impacto nas tarifas pagas pelos comercializadores, não tendo impactes nas tarifas de acesso às redes aplicáveis aos consumidores.

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 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 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.

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 (trimestral, mensal, diário e intradiário):

- 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 aplicados aos produtos de capacidade das diversas infraestruturas de alta pressão, que se mantêm iguais ao do ano gás 2016-2017.

Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Terminal de GNL

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,0
Produto mensal	1,0
Produto diário	1,0

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2

Quadro 6-3 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Armazenamento subterrâneo

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,05
Produto diário	1,10

Quadro 6-4 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo na rede de Transporte

CAPACIDADE CONTRATADA - PONTOS DE ENTRADA	Multiplicadores
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
Carriço Armazenagem	
Produto diário	1,0
Produto intradiário	1,1

7 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Regulamento Tarifário 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 referidos à atividade de gestão global do sistema são diretamente determinados pela divisão dos proveitos permitidos desta atividade pela energia entregue.

A tarifa de UGS é composta por duas parcelas, a parcela I e a parcela II. A parcela I recupera os proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade de abastecimento.

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, e que 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.

8 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, Sonorgás, LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás. No que respeita à distribuição de gás natural a partir das unidades autónomas de gás (UAG), estas são exercidas pelas empresas Duriensegás, Dianagás, Medigás e Paxgás.

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.

8.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos do definido 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>⁶, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<⁷, aplicável às entregas em BP<.

A definição de tarifas de uso das redes de distribuição 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 um sinal 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. Normalmente, uma instalação consumidora ligada à rede de baixa pressão para além de utilizar a rede de baixa pressão também utiliza a rede de média pressão. Uma instalação consumidora ligada à rede de média pressão, 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 clientes e a minimizar as subsidiações cruzadas entre grupos de clientes alimentados a pressões diferentes definem-se no RT as três tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

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 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.
- Termo de energia, com diferenciação entre períodos de vazio e fora de vazio, definidos em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
- Termo fixo, 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

⁶ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

⁷ Baixa pressão para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

da URD de MP só se aplica a clientes diretamente ligados em MP e o termo tarifário fixo da URD de BP só se aplica a clientes diretamente ligados em BP.

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 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 correspondentes aos 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 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 variável em função do volume de gás natural consumido no período de vazio, 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 no mercado livre e dos comercializadores de último recurso.

8.2 CUSTOS INCREMENTAIS

Nos termos definidos do Regulamento Tarifário, a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão (MP) e de Uso da Rede de Distribuição em baixa pressão (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 superiores e inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP> e 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.

Para o ano gás 2017-2018 preserva-se a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2016-2017. O cálculo dos custos incrementais referidos baseia-se num conjunto de pressupostos que se apresentaram no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”.

Sintetizam-se no Quadro 8-1 os custos incrementais das redes de distribuição, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 8-1 - Custos incrementais das redes de Distribuição

	CI_{CU} (€/MWh/dia)	CI_{Wv} (€/MWh)	CI_{Wfv} (€/MWh)	CI_{TF} troço periférico (€/mês)	CI_{TF} leitura diária (€/mês)	CI_{TF} leitura mensal (€/mês)	CI_{TF} leitura > mensal (€/mês)
URD MP	40,81	0,0133	0,6106	0,97	0,11	0,11	n.a.
URD BP>	73,04	0,3914	10,0487	0,97	0,11	0,11	n.a.
URD BP<	73,04	0,3914	14,0315	0,10	n.a.	n.a.	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

n.a.: não aplicável

8.3 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

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

Todos os consumidores faturados em Média Pressão, 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 AP. Estas tarifas de acesso às redes opcionais em MP contemplam um desconto em €/kWh determinado nos termos definidos na equação (11):

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,001705 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W} \quad (11)$$

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

A distância d , em km, é determinada no projeto de ligação, da instalação consumidora à rede de AP, elaborado pelo Operador da Rede de Transporte, mediante solicitação do consumidor. A equação (11) difere da definida no ano gás 2016-2017 pois está atualizada com os preços de acesso definidos para o ano gás 2017-2018.

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 existência da regra, os consumidores fisicamente ligados às redes de gás natural em MP ou BP são incentivados a ligarem-se fisicamente 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.

No caso dos clientes ligados em BP e com consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão m³), ao abrigo do artigo 23.º do RT, aplicam-se por sua opção tarifas de Acesso às Redes em MP. Durante o ano gás 2016-2017 registaram-se alguns pedidos de ligação à rede de AP por clientes ligados em BP, mas faturados em MP, que estão relativamente próximos da rede de AP.

Considerando que as razões expostas, que justificaram a definição da regra de aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em MP, são comuns aos clientes ligados fisicamente em BP, mas faturados em MP (de acordo com a regra do limiar de consumo) e que também estes, no curto prazo, na ausência de atuação por parte da ERSE sobre esta matéria, irão requerer a construção de novas ligações à rede de AP, considera-se oportuno aperfeiçoar os critérios de aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais em MP definidos no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”.

Assim, propõe-se que a regra definida para aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais em MP seja estendida a todos os clientes ligados em BP com consumos anuais superiores a 10 000 000 m³/ano.

IMPACTES TARIFÁRIOS ASSOCIADOS À OPÇÃO DOS CONSUMIDORES LIGADOS ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM PROCEDER À LIGAÇÃO FÍSICA À REDE DE ALTA PRESSÃO

Como referido, um conjunto de clientes ligados às redes de distribuição efetuaram junto do ORT em 2016, pedidos de ligação à rede de AP. Com efeito, devido ao diferencial existente entre as tarifas de acesso às redes e à sua proximidade geográfica da rede de transporte de gás natural em AP estes clientes ponderavam a construção de um ramal dedicado que os ligasse diretamente à rede de AP.

No *cenário 1* da Figura 8-1 considera-se que os consumidores permanecem ligados fisicamente às redes ou de MP ou de BP (com consumos superiores a 1 milhão m³/ano). Este cenário não provoca qualquer alteração tarifária quer em AP, MP ou em BP. Considera-se este como cenário base.

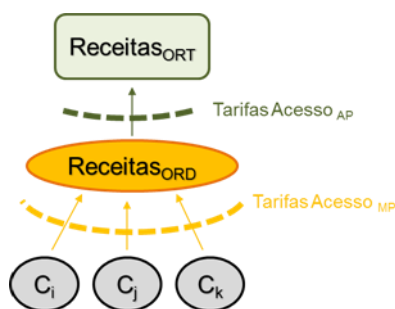
No *cenário 2* considera-se que os consumidores constroem ligações à rede de AP, devido ao diferencial entre as respetivas tarifas de acesso em AP e MP (atualmente estes clientes em BP, com consumos superiores a 1 milhão m³/ano, já pagam a tarifa de acesso às redes em MP pois são elegíveis de acordo com a regra do limiar em BP) e à sua proximidade geográfica à rede de AP. Este cenário tem impactes nas receitas de acesso às redes das tarifas em MP, uma vez que parte dos consumidores deixará de pagar as tarifas de acesso às redes em MP, sem que os proveitos para este nível de pressão se alterem. Desta forma, verificar-se-á um aumento das tarifas de acesso às redes em MP. Relativamente à tarifa de acesso às redes em AP, considera-se que a faturação será preservada no pressuposto de que as quantidades veiculadas pelas redes de MP e BP são semelhantes, na medida em que as perdas e

autoconsumos nas redes são muito reduzidos. Assim, os impactes tarifários ao nível das tarifas de acesso às redes de AP serão desprezáveis.

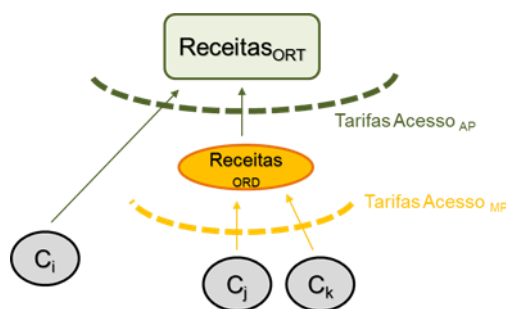
No *cenário 3* os consumidores mantêm-se ligados fisicamente às redes de MP ou BP e pagam uma tarifa de acesso às redes em MP (atualmente estes clientes em BP com consumos superiores a 1 milhão m^3 /ano já pagam a tarifa de acesso às redes em MP pois são elegíveis de acordo com a regra do limiar em BP) inferior à que pagam atualmente devido à atribuição da compensação. Este cenário tem impactes nas receitas da tarifa de uso da rede de transporte (URT) em AP uma vez que o valor da compensação a atribuir aos consumidores faturados em MP será pago pelo ORT. Desta forma, verificar-se-á um aumento da tarifa de URT em AP. Relativamente aos impactes na tarifa de uso da rede de distribuição (URD) em MP, estes serão nulos uma vez que não há alteração quer de receitas quer de quantidades faturadas.

Figura 8-1 - Cenários considerados na avaliação de impactes tarifários

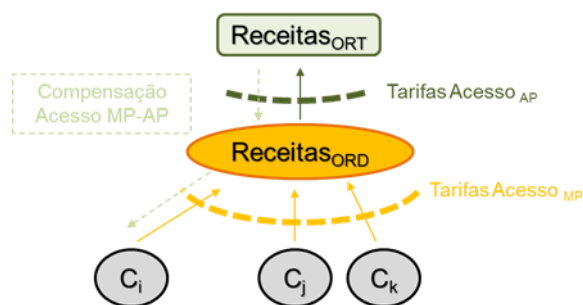
Cenário 1 – Os consumidores **não** constroem ramal, continuando ligados às redes de distribuição



Cenário 2 – Os consumidores constroem ramal de ligação à rede de AP



Cenário 3 – Os consumidores **não** constroem ramal e recebem compensação



No Quadro 8-2 apresentam-se os impactes tarifários dos cenários descritos anteriormente, no que respeita quer à tarifa de URT em AP e URD em MP, quer no que respeita à tarifa de acesso às redes em AP, quer às tarifas de acesso às redes em MP. Os preços adotados são os aprovados para o ano gás 2017-2018. Estes impactes foram calculados com base na informação recebida do ORT referentes aos 11 clientes que solicitaram, junto deste, pedidos de ligação à rede de AP e de informação recebida dos ORD relativamente a dados de consumo reais. Tratam-se de 11 instalações em MP e BP (com um consumo médio por instalação de 26,6 milhões m^3 /ano) com um consumo anual agregado de 3,42 TWh,

que distam em média 3,0 km da rede de AP, mas com uma distância máxima de 5,3 km. Os custos de ligação à rede de AP para estes consumidores dependem das características físicas de cada ligação, designadamente do comprimento do ramal e da necessidade de nova GRMS ou de renovação da existente, entre outros aspetos. O custo das ligações é o apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017”

Para o universo de consumidores considerado, estes ao construírem o ramal de ligação à rede de AP (*cenário 2*) provocam um impacte tarifário na tarifa de acesso às redes em MP de 18,7%, resultante da diminuição das quantidades nas redes de MP em 13,8% e da perda de receitas de URD em MP de 32,1%.

Quadro 8-2 - Análise de impactes tarifários

		Cenário 1	Impactes Cenário 2	%	Impactes Cenário 3	%
		(a)	(b)	(b)/(a)	(c)	(c)/(a)
Receitas URT _{AP}	Euros	75 064 985	0	0,0%	4 460 208	5,9%
Energia URT _{AP}	GWh	51 698	-3	0,0%	0	0,0%
Tarifa URT_{AP}	€/MWh	1,45	0,00	0,0%	0,09	5,9%
Receitas URD _{MP}	Euros	46 367 518	-14 866 410	-32,1%	0	0,0%
Energia URD _{MP}	GWh	24 843	-3 418	-13,8%	24 843	0,0%
Tarifa URD_{MP}	€/MWh	1,87	0,69	37,2%	0,00	0,0%
Impactes Preços Acesso	€/MWh	6,15	0,33	5,4%	0,09	1,4%
Acesso AP	€/MWh	2,34	0,00	0,0%	0,09	3,7%
Acesso MP	€/MWh	3,72	0,69	18,7%	0,09	2,3%
Acesso BP>10000m ³	€/MWh	15,21	0,70	4,6%	0,09	0,6%
Acesso BP<10000m ³	€/MWh	32,54	0,70	2,1%	0,09	0,3%
Impactes Preços Finais	€/MWh	28,19	0,33	1,2%	0,09	0,31%
Finais AP	€/MWh	23,51	0,00	0,0%	0,09	0,37%
Finais MP	€/MWh	25,45	0,69	2,7%	0,09	0,34%
Finais BP>10000m ³	€/MWh	37,07	0,70	1,9%	0,09	0,23%
Finais BP<10000m ³	€/MWh	61,71	0,70	1,1%	0,09	0,14%

Considerando (*cenário 3*) que os consumidores mantêm-se ligados fisicamente às redes de distribuição e pagam uma tarifa de acesso às redes em MP inferior à que pagam atualmente devido à atribuição da compensação, e aplicando a regra de compensação definida, resulta um valor anual de 4 460 208 €/ano (para o agregado das instalações) o que equivale a uma compensação média de 1,3 €/MWh. O impacte tarifário na tarifa de acesso às redes em AP será de 3,7%, consequência do aumento dos custos da atividade de URT associadas ao valor da compensação a atribuir pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição e deste último aos clientes faturados em MP.

Conclui-se que a adoção da regra (cenário 3) provoca impactes tarifários no acesso às redes de 1,4%. Este impacte é inferior ao impacte tarifário associado à concretização dos referidos pedidos de ligação à rede de transporte em AP (cenário 2) no valor de 5,4%.

No Quadro 8-3 são apresentados os encargos anuais, para cada um dos cenários apresentados, na perspetiva dos consumidores que solicitaram as ligações à rede de transporte. Para cada cenário estimaram-se quais os encargos anuais com o acesso às redes. No caso do cenário 2 considerou-se o custo da anuidade decorrente do investimento no ramal de ligação à rede de AP. Demonstra-se que os encargos anuais com o acesso às redes são semelhantes, para os cenários 2 e 3. Desta forma conclui-se que caso o consumidor opte pela regra de faturação do acesso às redes opcional em MP, o seu encargo anual com o acesso às redes, incluirá o pagamento das tarifas de acesso às redes em MP e o recebimento do respetivo ORD de uma compensação ou aplicação de um desconto em €/kWh, semelhante ao cenário de investir num ramal dedicado que o ligue à rede de AP.

Quadro 8-3 - Análise de impactes na fatura anual dos consumidores que solicitaram as ligações à rede de transporte

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Anuidade Inv. Ramal AP	Euros/ano		2 315 445	
Fatura Acesso _{AP}	Euros/ano		8 554 649	
Fatura Acesso _{MP}	Euros/ano	14 866 410		14 866 410
Compensação	Euros/ano			-4 460 208
Fatura anual Acesso	Euros/ano	14 866 410	10 870 093	10 406 202

CONCLUSÃO

Considerando o exposto anteriormente, verifica-se que o não alargamento da regra atual das tarifas de acesso às redes opcionais em MP aos clientes ligados em BP com consumos superiores a 10 milhões m³/ano e conseqüentemente já faturados em MP teria impactes tarifários relevantes, uma vez que estes tomariam a decisão de construir um ramal de acesso à rede de AP que provocaria uma quebra de quantidades nas redes de MP e BP. Este alargamento apresenta impactes tarifários mais reduzidos e permite evitar a tomada de decisões de investimento individuais inadequadas numa perspetiva social, evitando-se a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes já abastecidos quer em MP, quer em BP.

Esta regra concorre para a integridade e organização eficiente do sistema de gás natural, permitindo capacitar as partes envolvidas, operadores das redes de distribuição e de transporte e os clientes elegíveis, de informação e incentivos adequados à tomada de decisão de ligação à rede em AP, quando os clientes já se encontrem ligados à rede. O incentivo resulta na possibilidade do cliente poder receber

um desconto, com reflexo na tarifa de acesso às redes de distribuição em MP, equivalente a parte do benefício que resultaria, caso se ligasse em AP.

Assim, propõe-se que a regra definida para aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais em MP seja aplicável a todos os clientes faturados em MP, ou seja, aos clientes ligados em MP e BP e com consumos anuais superiores a 10 000 000 m³/ano.

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

No caso dos clientes ligados em Baixa Pressão e com consumos elevados, ao abrigo do artigo 23.º do RT, mantém-se a regra de opção pelas tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão 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 em média pressão deverá ser considerado o maior consumo num período de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos.

8.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS FLEXÍVEIS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Com o objetivo de introduzir flexibilidade tarifária no acesso às redes, a ERSE propôs na revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás natural, publicado em 2013, a introdução de opções tarifárias de acesso às redes designadas por opções tarifárias flexíveis, disponibilizadas aos clientes finais em alta pressão, média pressão e baixa pressão com leitura diária.

As regras definidas para as tarifas flexíveis anual e mensal em AP, definidos no capítulo 5.3, são igualmente aplicáveis às tarifas flexíveis de URD em MP e BP com leitura diária.

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

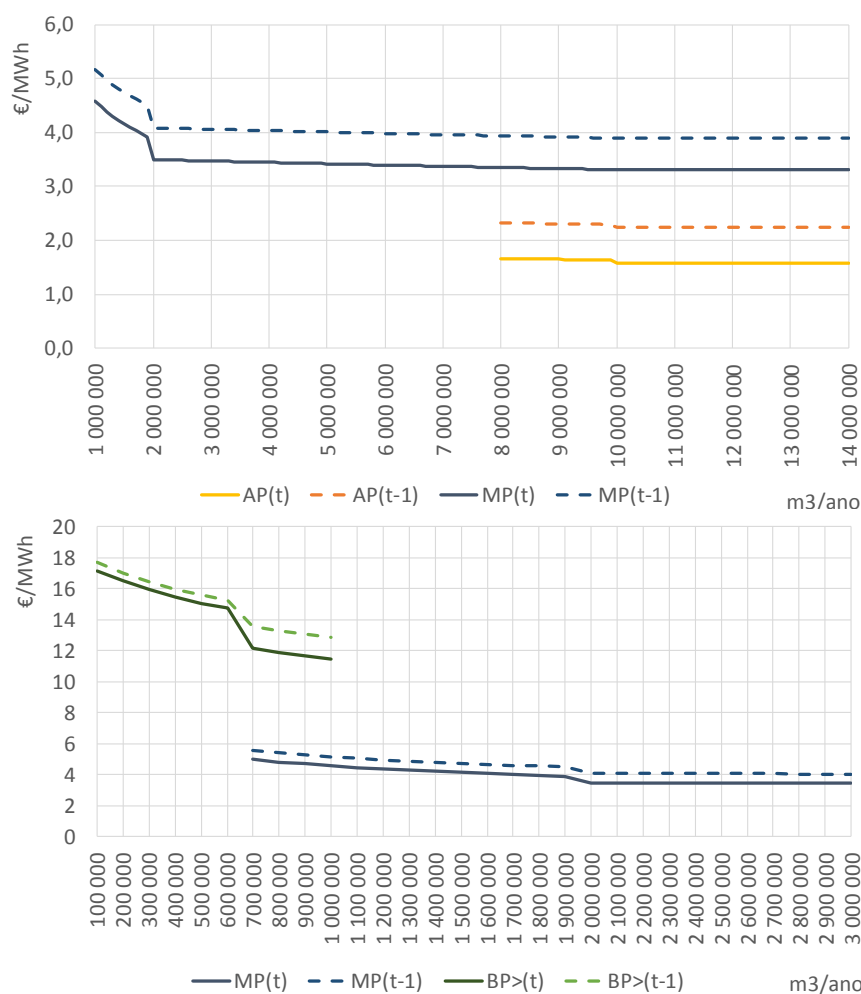
A ERSE introduziu escalões de consumo nas tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> no ano gás 2016-2017, como justificado no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”. A introdução de escalões de consumo nos vários níveis de pressão pretende aproximar as tarifas de acesso às redes entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes ligados em níveis de pressão diferentes. Deste modo mitigam-se as diferenças de preços de acesso às redes justificadas pela aplicação de tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos a clientes de dimensão semelhante.

As tarifas de acesso às redes de longas utilizações e de curtas utilizações apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

- Alta Pressão
 - Consumo anual < 10 000 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 10 000 000 m³/ano
- 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 9-1 ilustra os preços médios das tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> no ano gás 2016-2017 e no ano gás 2017-2018, sendo possível observar que nas tarifas a vigorarem no ano gás 2017-2018 são reduzidos os diferenciais de preços nas zonas de fronteira das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos. Este objetivo continuará a ser perseguido nos próximos exercícios tarifários.

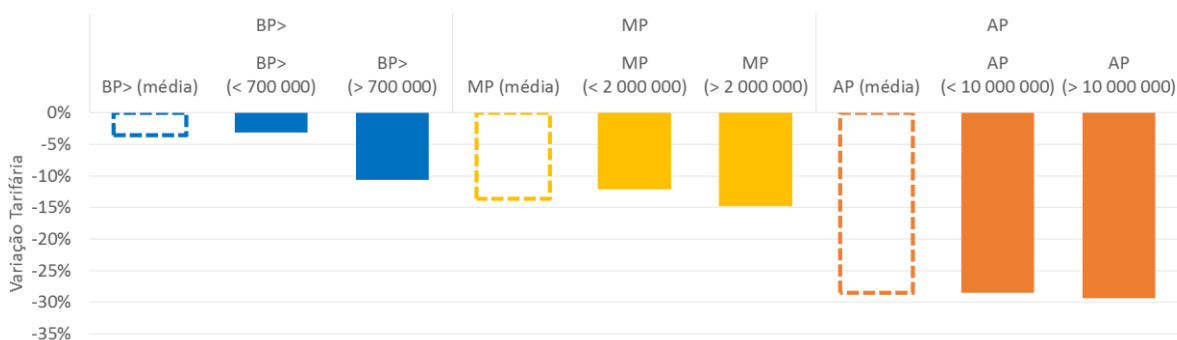
Figura 9-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



Na Figura 9-2 ilustram-se as variações tarifárias por nível de pressão e por escalão de consumo. As curvas a tracejado representam as variações médias do agregado do respetivo nível de pressão.

Conforme é possível observar, assegura-se que os consumidores de todos os escalões de consumo nos vários níveis de pressão observam reduções tarifárias.

Figura 9-2 - Variação tarifária por nível de pressão e por escalão de consumo



Como consequência da introdução dos escalões de consumo nas tarifas de acesso às redes, no ano gás anterior, os consumidores com consumos anuais localizados no 1º escalão de consumo de cada nível de pressão (consumos inferiores), observam reduções tarifárias inferiores aos consumidores localizados no 2º escalão de consumo (consumos superiores) para cada nível de pressão.

10 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 Regulamento Tarifário, 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 2017-2018, e constam no Quadro 10-1.

Quadro 10-1 - Estrutura dos custos médios de referência

Tarifa de Comercialização	Termo de Energia	Termo Fixo
≤ 10 000 m ³	0,000246	1
> 10 000 m ³	0,000246	1

Nos termos do Regulamento Tarifário, 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

11 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O Regulamento Tarifário 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 Uso Global do Sistema, (iii) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (iv) tarifas de Uso da Rede de Distribuição e (v) 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 2017-2018.

A diretiva Europeia do mercado interno de energia⁸ 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.

Desde junho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 m³. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.º 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, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório.

⁸ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho

11.1 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 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 2017-2018.

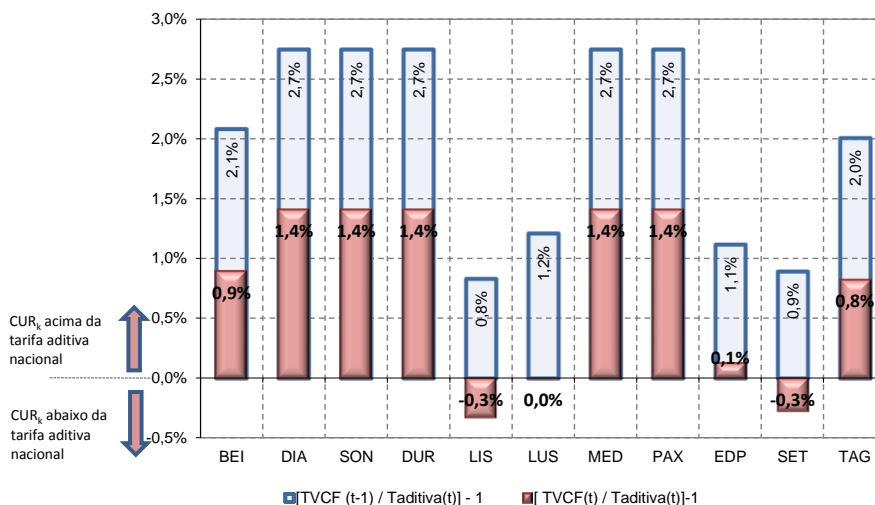
De referir que o custo de energia implícito na tarifa aditiva que serve de base para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 22,87 €/MWh, correspondendo ao preço da tarifa de energia transitória.

Devido à diferenciação regional das tarifas de Venda a Clientes Finais, os clientes abrangidos pela fixação de tarifas transitórias observarão variações tarifárias diferenciadas, em função do ponto de partida no ano gás 2016-2017. Ainda assim, a transição para tarifas aditivas transitórias é implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos comercializadores de último recurso.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ observam uma variação tarifária de -1,1%. Nestas tarifas aplica-se uma variação diferenciada de preços, mas a convergência para as tarifas aditivas é obtida de forma gradual através da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos, tendo sido definido um limite à variação máxima de preços de 1,1 pontos percentuais acima da variação média, ou seja, 0%. Garante-se assim que nenhum consumidor do comercializador de último recurso observa acréscimos de preços.

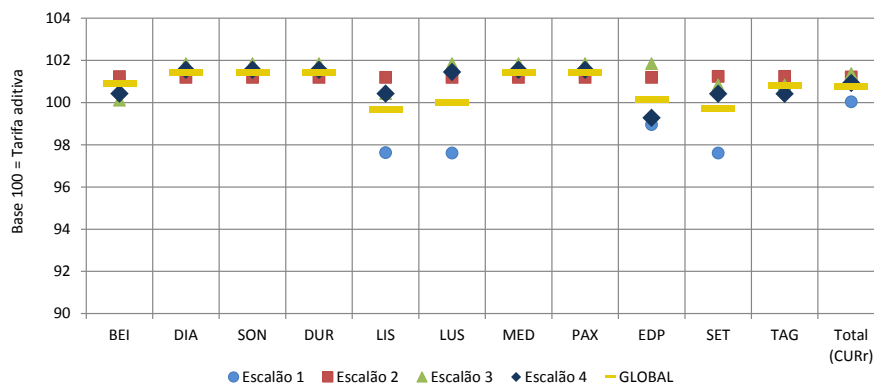
Na Figura 11-1 apresenta-se, por um lado, o rácio entre as tarifas de cada CUR retalhista a aplicar no ano gás 2017-2018 e a tarifa aditiva, de base nacional, para o mesmo ano gás, e por outro lado, o rácio entre as tarifas aplicadas no ano gás 2016-2017 e a tarifa aditiva com um preço de energia de 22,87 €/MWh (preço da tarifa de energia transitória), de base nacional.

Figura 11-1 - Convergência para a tarifa aditiva transitória nacional em BP ≤ 10 000 m³



Na Figura 11-2 apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, agora aprovadas, e a tarifa aditiva com um preço de energia de 22,87 €/MWh (preço da tarifa de energia transitória) para BP≤ 10 000 m³, por escalão de consumo. Os preços médios foram obtidos com uma estrutura de quantidades nacionais.

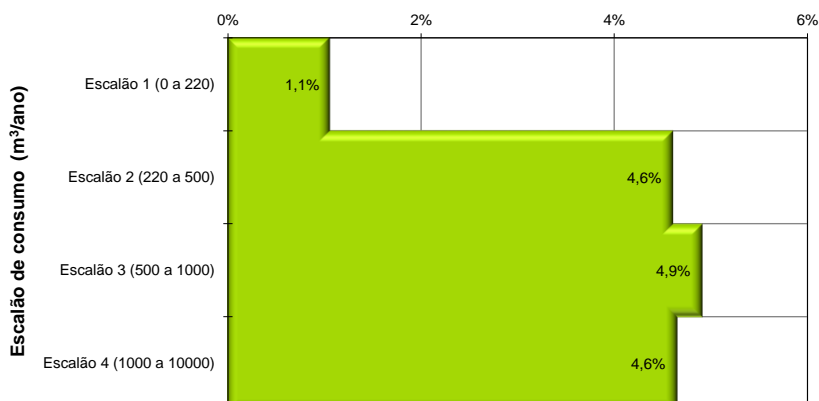
Figura 11-2 - Preço médio em BP≤ 10 000 m³, por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória



Legenda: BEI – Beiragás; DIA – Dianagás; SON – Sonorgás; DUR – Duriensegás; LIS – Lisboagás; LUS – Lusitaniagás; MED – Medigás; PAX – Paxgás; EDP – EDPgás SU; SET – Setgás; TAG – Tagusgás

Na Figura 11-3 é apresentado o diferencial das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais no ano gás 2017-2018 em relação à tarifa aditiva com um preço de energia de 22,87 €/MWh (preço da tarifa de energia transitória). A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF para a aditividade tarifária, em termos médios nacionais, por escalão de consumo.

Figura 11-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2017-2018



Da Figura 11-4 à Figura 11-14 comparam-se, para cada CUR retalhista, os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do ano gás 2016-2017 com o preço da tarifa aditiva calculada com um preço de energia de 22,87 €/MWh (preço da tarifa de energia transitória) para o ano gás 2017-2018. Na parte superior da figura um valor de 0% significa que o preço da tarifa transitória coincide com o preço aditivo. Qualquer valor diferente de 0% representa a variação necessária para se atingir o preço aditivo. Na parte inferior da figura apresenta-se a variação observada por preço entre o ano gás 2017-2018 e o ano gás 2016-2017.

Nas figuras seguintes são utilizados diversos acrónimos, sendo o seu significado o seguinte:

Tw1: Preço de energia do escalão de consumo 1 (0 a 220 m³/ano)

Tw2: Preço de energia do escalão de consumo 2 (221 a 500 m³/ano)

Tw3: Preço de energia do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m³/ano)

Tw4: Preço de energia do escalão de consumo 4 (1 001 a 10 000 m³/ano)

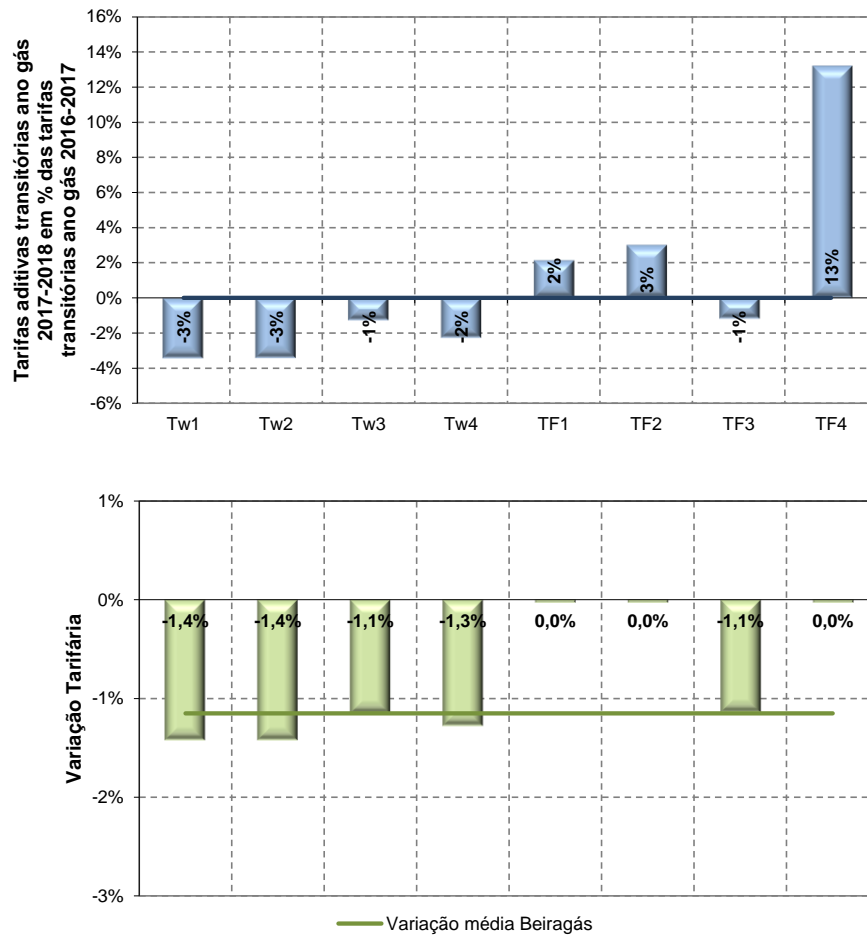
TF1: Preço do termo fixo do escalão de consumo 1 (0 a 220 m³/ano)

TF2: Preço do termo fixo do escalão de consumo 2 (221 a 500 m³/ano)

TF3: Preço do termo fixo do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m³/ano)

TF4: Preço do termo fixo do escalão de consumo 4 (1 001 a 10 000 m³/ano)

Figura 11-4 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP ≤ 10 000 m³



**Figura 11-5 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m³**

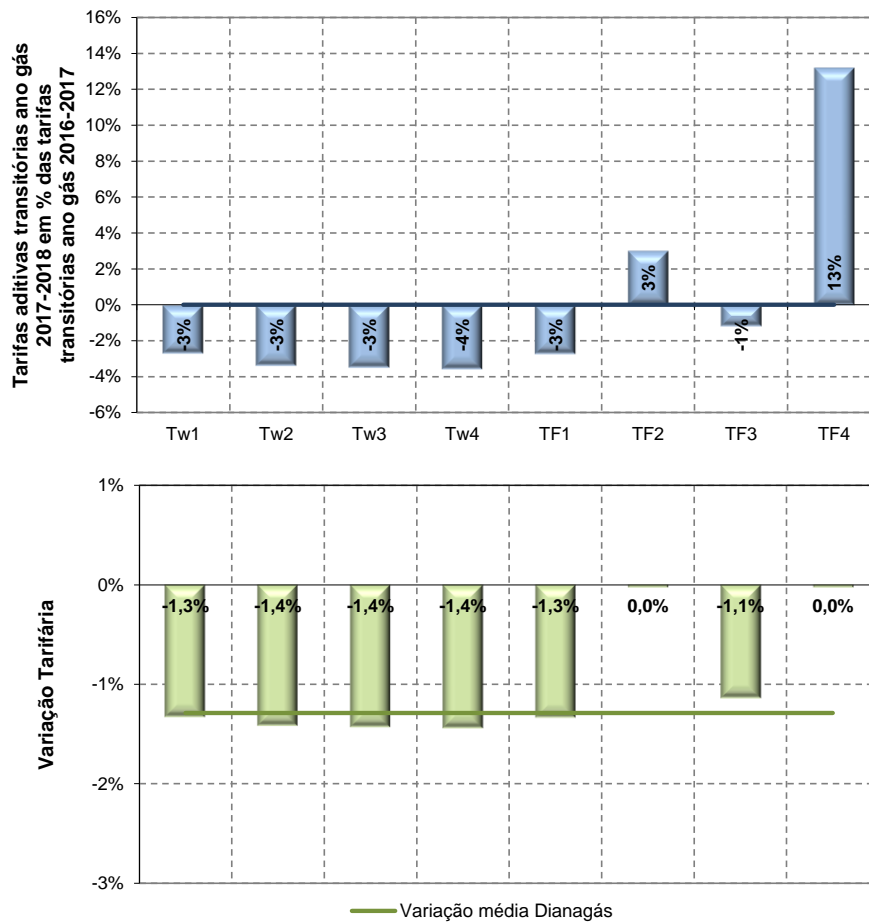


Figura 11-6 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

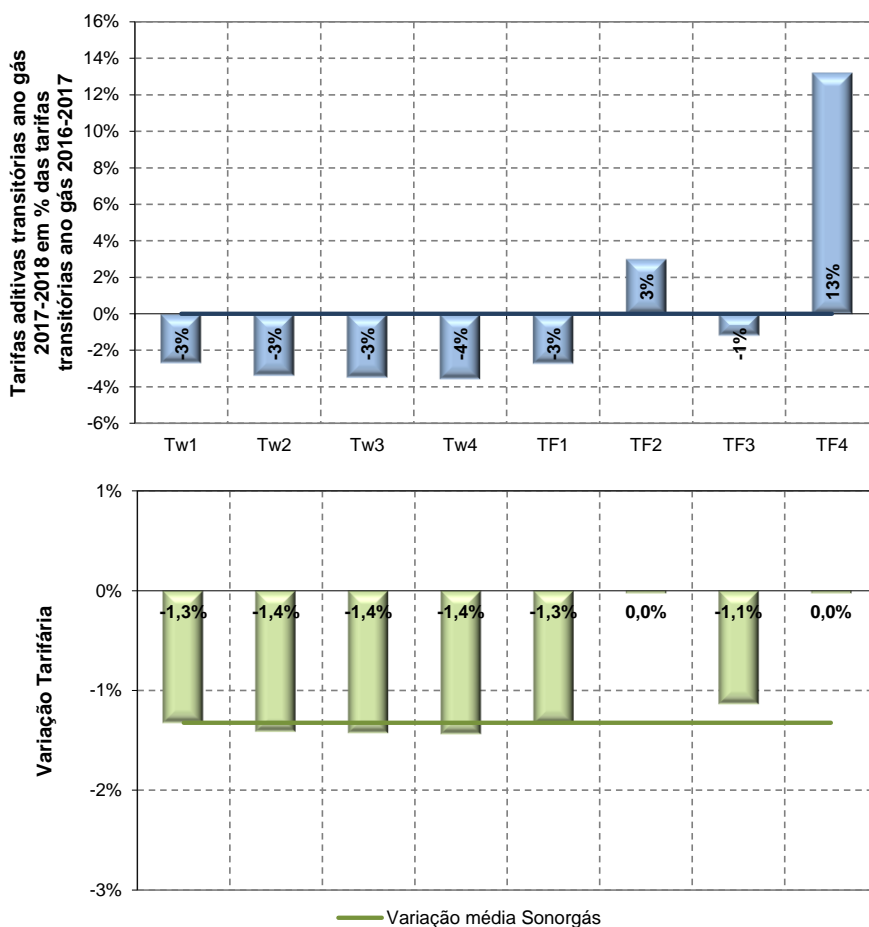


Figura 11-7 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

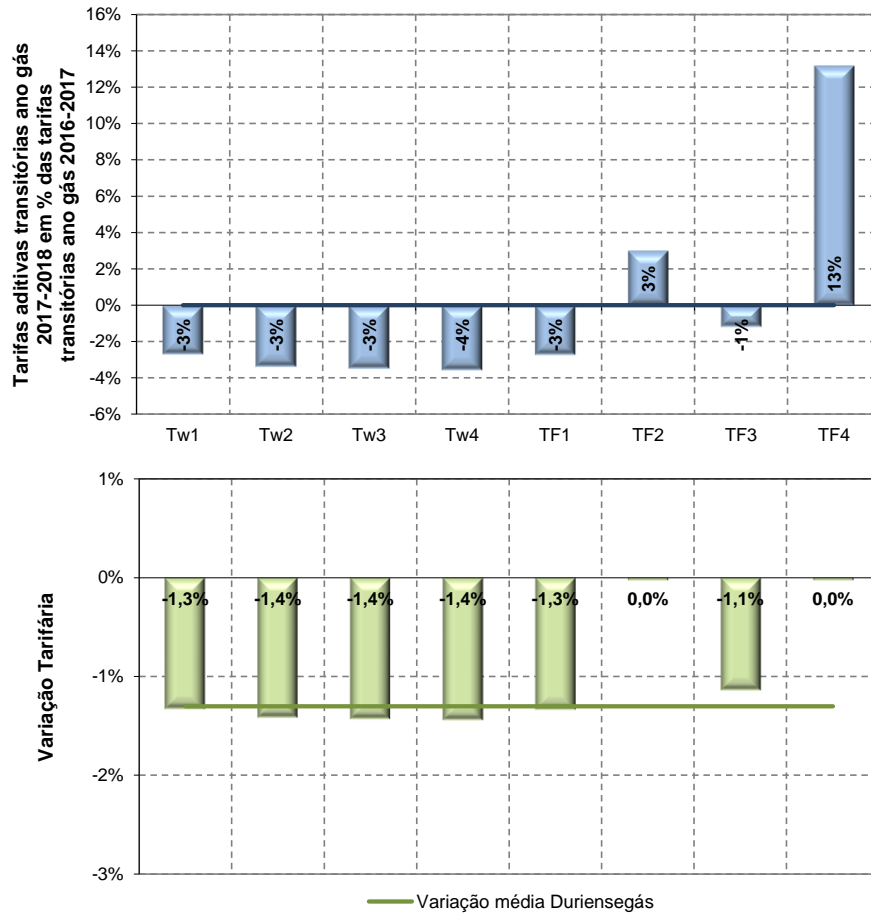


Figura 11-8 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lisboagás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

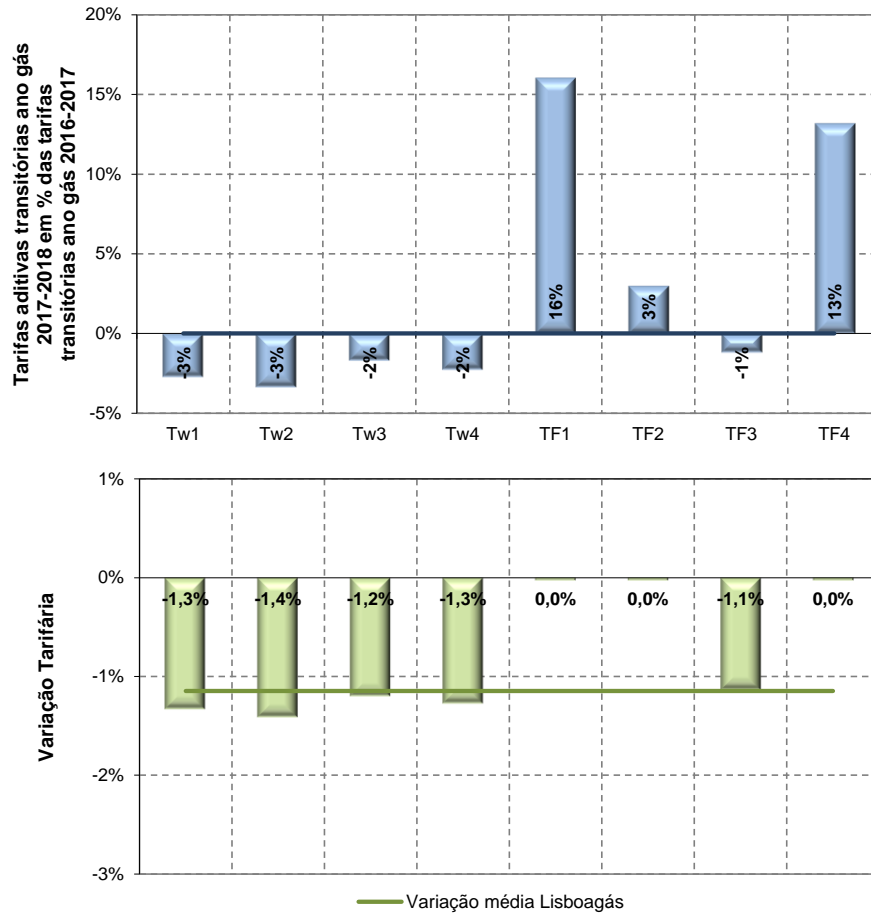
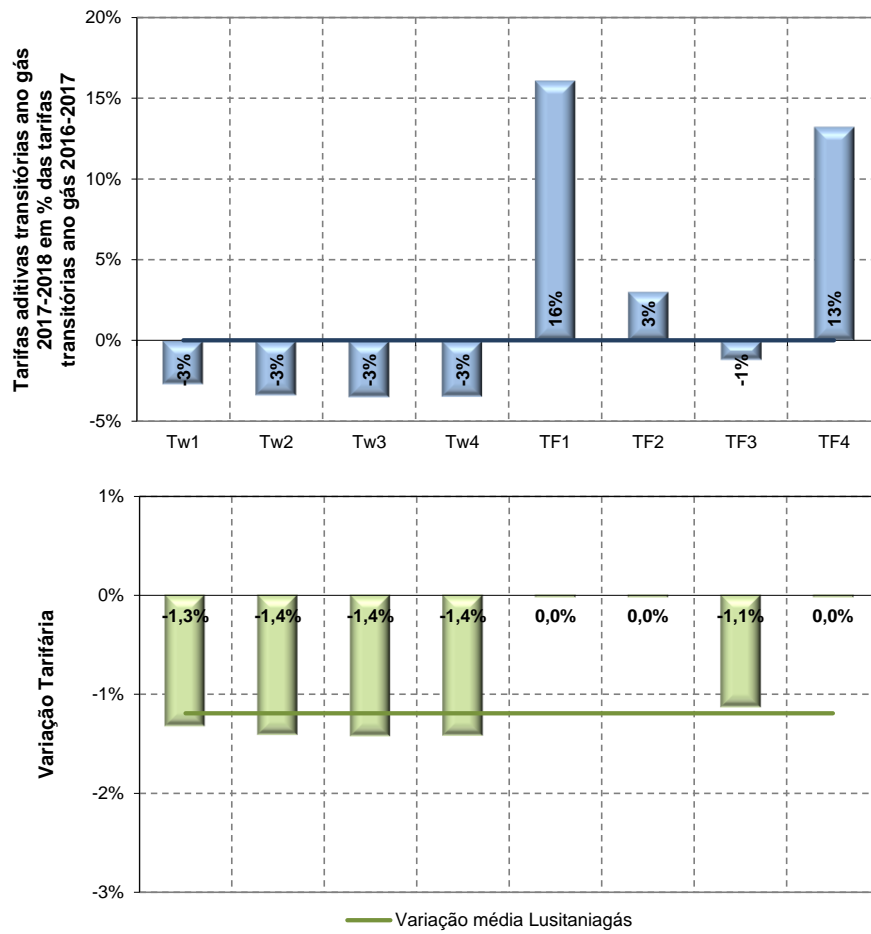


Figura 11-9 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m³



**Figura 11-10 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m³**

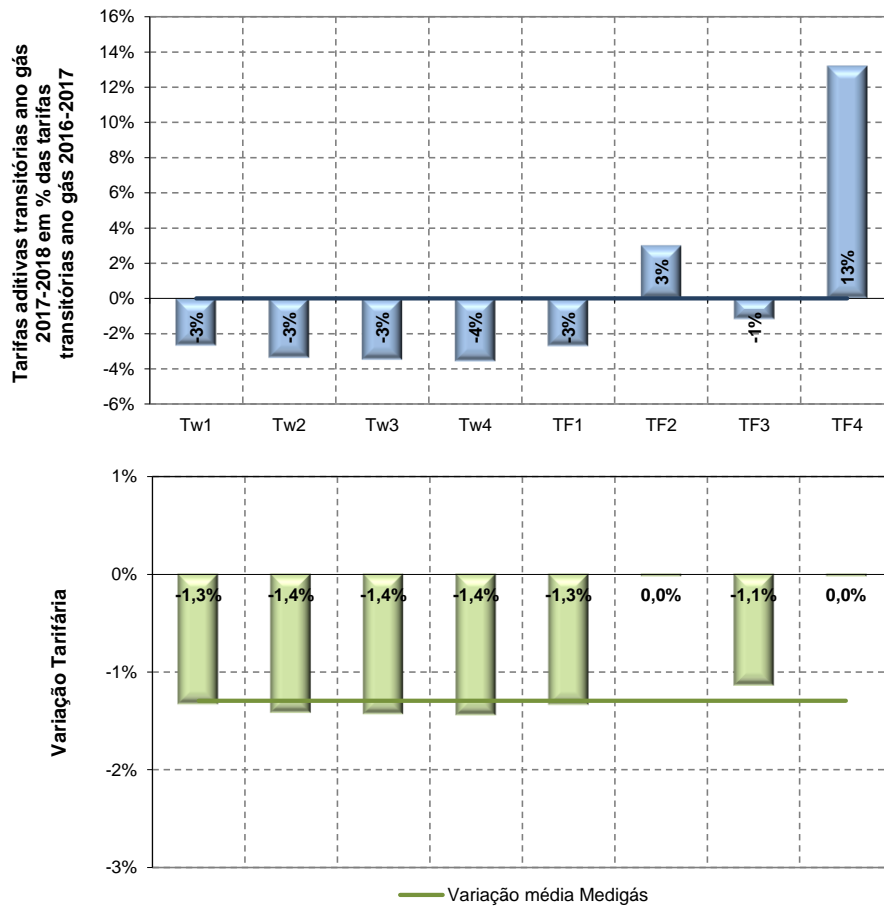


Figura 11-11 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

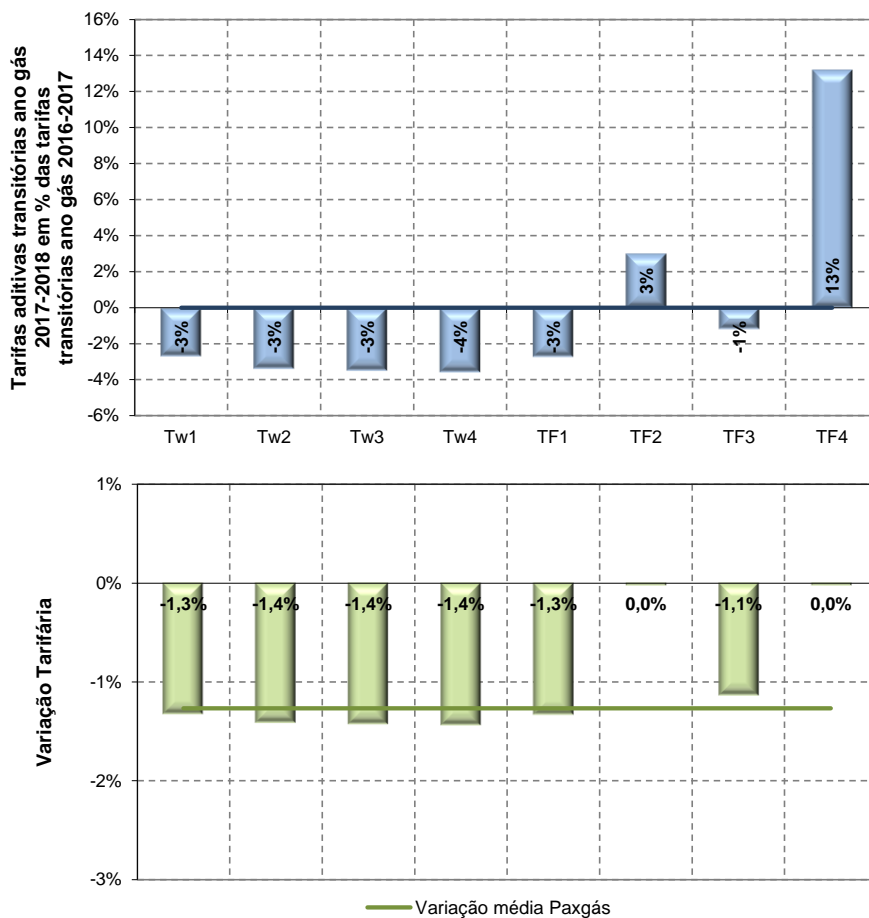


Figura 11-12 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGásSU para clientes em BP ≤ 10 000 m³

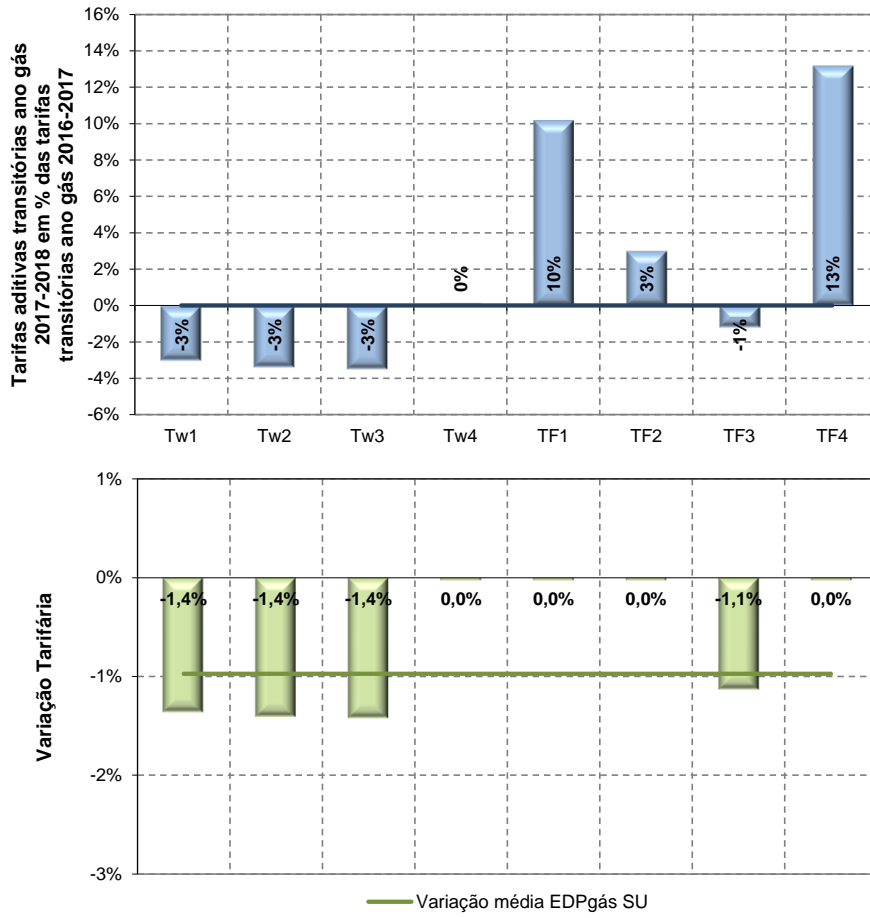


Figura 11-13 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

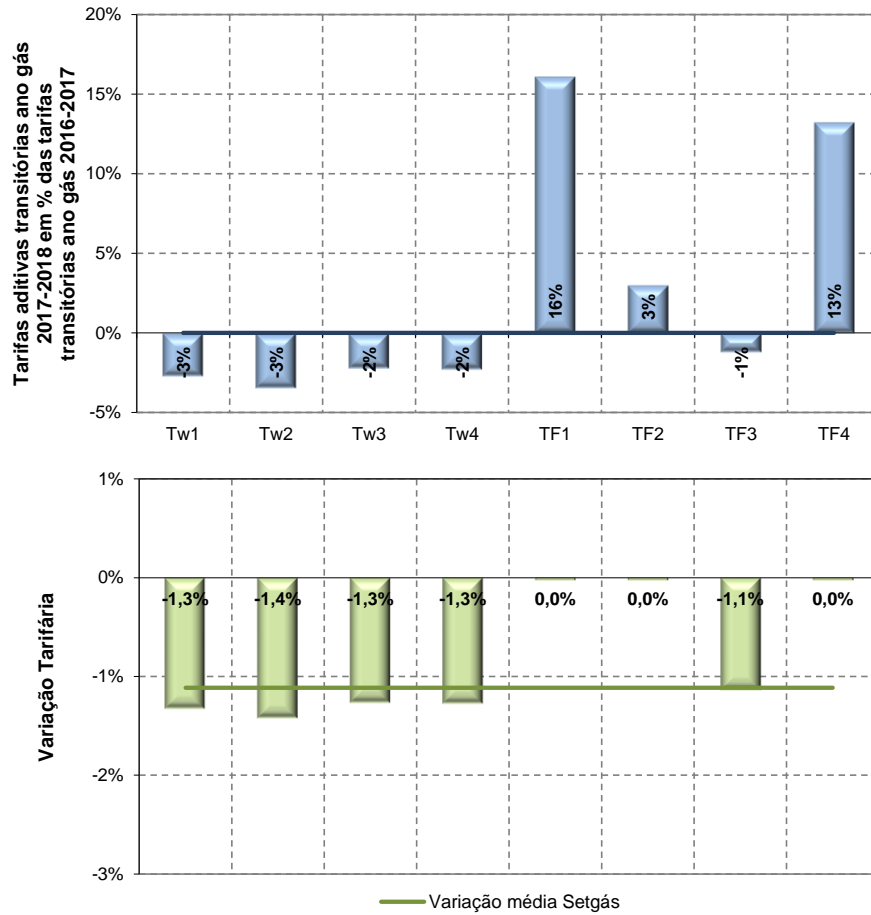
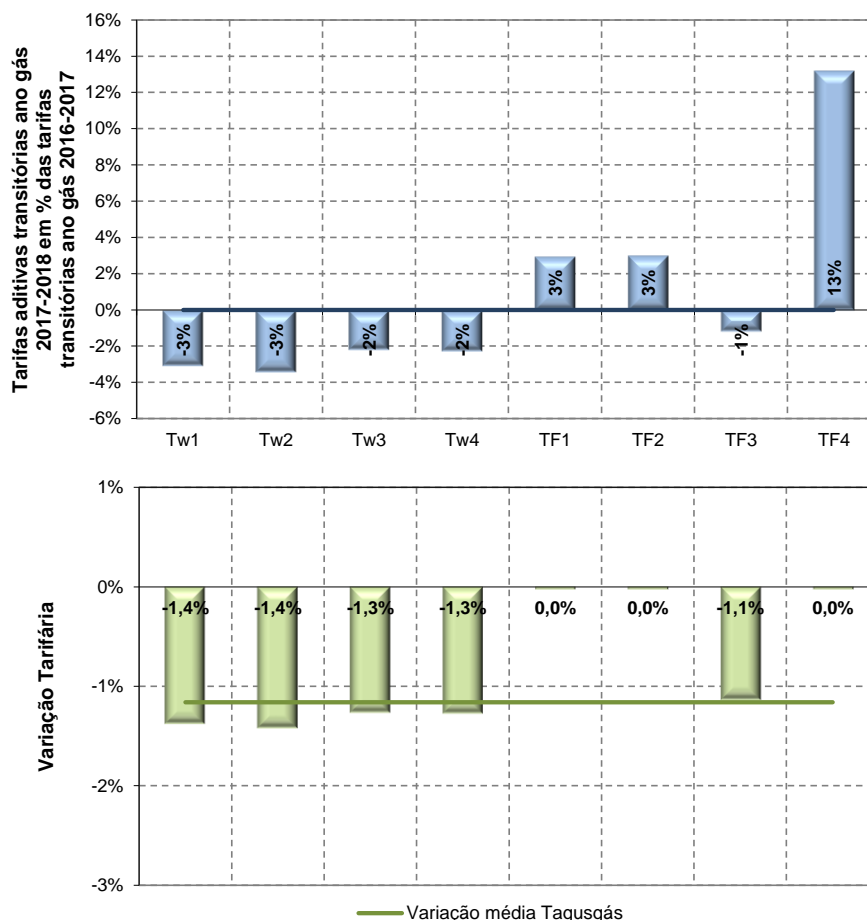


Figura 11-14 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³



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

Na Figura 11-15 e na Figura 11-16 apresenta-se a evolução dos preços da TVCF para a tarifa aditiva desde o ano gás 2010-2011 (t-7). 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.

Figura 11-15 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo

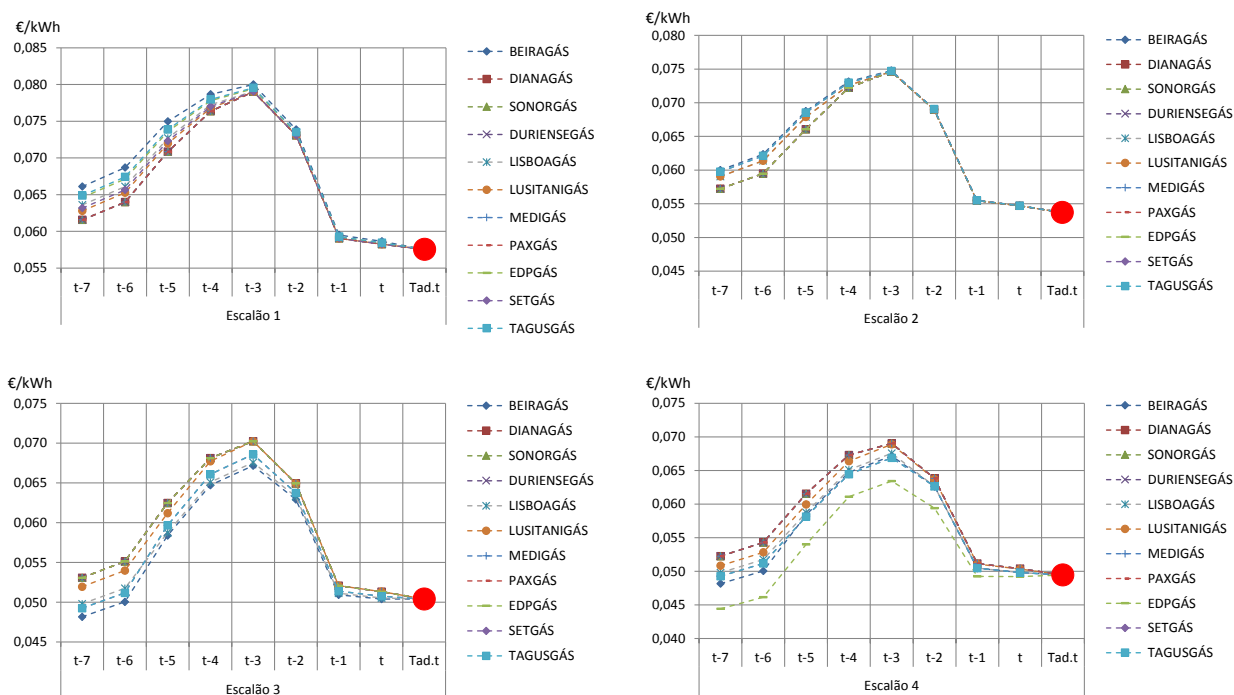
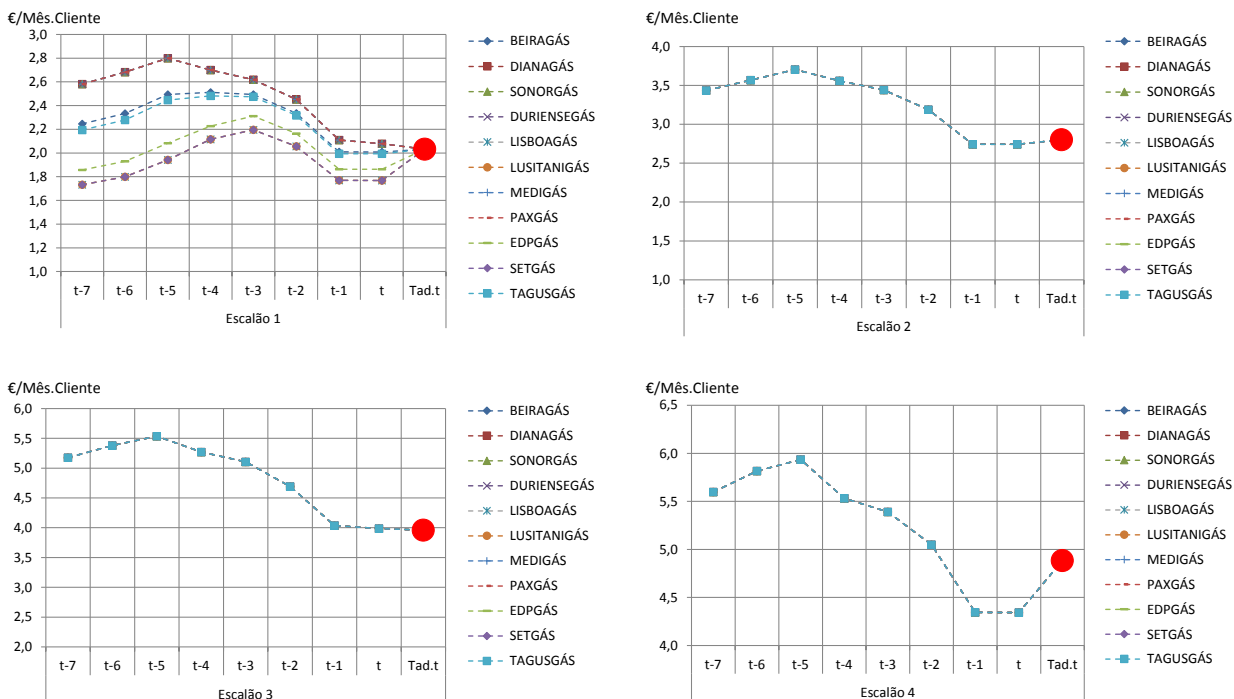


Figura 11-16 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo



Da análise das figuras verifica-se que a diferença entre os diversos preços tem-se reduzido ao longo do tempo. Relativamente ao termo fixo verifica-se que nos escalões 2, 3 e 4 esses preços já são iguais, assim como no termo de energia do escalão 2. Portanto, existe uniformidade tarifária nacional no escalão 2, pelo que todos os consumidores do escalão 2 dos CUR observam os mesmos preços, independentemente do CUR que os forneça.

12 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO

O processo de liberalização do setor do gás natural iniciou-se em janeiro de 2007, com a abertura de mercado aos maiores consumidores, e foi concluído em janeiro de 2010, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores de gás natural.

Em junho de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais para os clientes finais com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³, estando previsto um período transitório, no qual os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás natural aos consumidores que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.

Numa fase seguinte o processo de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais foi alargado aos consumidores com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, tendo-se iniciado um período de aplicação de tarifas transitórias desde julho de 2012, para consumidores em baixa pressão com consumos anuais superiores a 500 m³ e desde janeiro de 2013, para os consumidores em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

O período transitório de fornecimento de gás natural pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, foi estendido até 31 de dezembro de 2020, pela Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.

Esta abertura do mercado reforça a necessidade de se efetuar uma atividade de monitorização, que procura garantir, simultaneamente, a existência de condições de concorrência entre os diversos operadores e a minimização das assimetrias de informação entre consumidores e os restantes agentes de mercado.

As competências de monitorização de preços no mercado retalhista de gás natural são atribuídas à ERSE no âmbito do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

As obrigações e regras aplicáveis ao envio de informação relativa aos preços de referência (preços das ofertas comerciais) e aos preços médios praticados (preços faturados) no mercado retalhista de gás natural, pelos vários comercializadores, são estabelecidas pelo Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro.

Os **Preços das Ofertas Comerciais** são os preços que os comercializadores a atuar no mercado praticam ou preveem praticar (preços *ex-ante*) para os fornecimentos de gás natural em baixa pressão inferiores ou iguais a 100 000 m³, sendo enviados à ERSE anualmente (fim de julho) e sempre que ocorra qualquer alteração. A análise dos preços das ofertas comerciais é feita com base em três consumidores tipo em baixa pressão localizados na área de concessão da LisboaGás. Os preços das ofertas comerciais em BP ≤ 10 000 m³/ano são divulgados pela ERSE na sua página da Internet. De

igual modo são disponibilizados **simuladores de comparação de preços** que apoiam os consumidores na escolha da opção tarifária mais favorável.

<http://www.erse.pt/pt/Simuladores/SimuladorGN.aspx>

12.1 METODOLOGIA

A metodologia utilizada na análise das ofertas comerciais considera uma “janela temporal” referente à última semana de cada trimestre analisado. É efetuada a comparação das ofertas comerciais para clientes ligados em BP e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, no 1.º trimestre de 2017. Adicionalmente é analisada a evolução das ofertas comerciais de gás natural, do 1.º trimestre de 2012 até ao 1.º trimestre de 2017.

Os preços apresentados resultam da componente da fatura anual relativa ao fornecimento de gás natural, sem impostos e taxas.

Na análise das ofertas comerciais são consideradas as ofertas duais (eletricidade e gás natural), não sendo valorizadas as ofertas de eletricidade. São ainda consideradas as ofertas que incluem serviços de valor acrescentado, como por exemplo, serviços de assistência técnica, descontos em outros bens e serviços e ofertas de diagnósticos energéticos. A análise não considera os custos associados a estes serviços sendo que as comparações incidem sobre a componente da fatura relativa ao fornecimento de gás natural.

Por forma a efetuar-se a comparação entre as várias ofertas comerciais dos comercializadores em mercado e o comercializador de último recurso consideram-se três consumidores tipo em Baixa Pressão, com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP ≤ 10 000 m³/ano). Uma vez que até ao 2.º trimestre de 2015 as ofertas comerciais apresentavam uma diferenciação geográfica, dependendo do operador de rede de distribuição, a análise até essa data foi efetuada na área de concessão da Lisboagás.

12.2 COMPARAÇÃO DE OFERTAS COMERCIAIS PARA BP ≤ 10 000 m³/ANO, NO 4.º TRIMESTRE DE 2016

12.2.1 CONSUMIDOR TIPO 1⁹

Em março de 2017 existiam sete comercializadores em mercado (Audax, EDP Comercial, Endesa, EnergiaSimples, Galp, Goldenergy e Iberdrola), com um total de 21 ofertas mono gás, 21 ofertas duais de gás natural e eletricidade e 33 ofertas com venda de serviços adicionais, totalizando 75 ofertas comerciais para este consumidor tipo.










Ofertas comerciais exclusivamente de gás natural (ofertas mono)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Tarifa e-gás	107	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Contratação online, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Plano GAS Online	109	Aplicável a contratos de gás natural. Requer contratação eletrónica, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 31.12.2017	Gás Natural
	Quero+ Gás (DD+FE)	109	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Quero + Gás (DD)	110	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de débito direto. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Quero+ Gás (FE)	110	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Quero + Gás	111	Aplicável a contratos de gás natural. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Mono gás + Cliente	112	Aplicável a contratos de gás natural. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade	Gás Natural
	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais	116	Tarifa transitória de acordo com a Diretiva n.º 13/2016. Oferta não disponível para novos contratos.	Gás Natural
	Plano Energia3 GN (FE+DD) - 40%	117	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer DD e FE. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Energia3 (DD) - 35%	119	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Energia3 (FE) - 35%	119	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Energia3 GN - 30%	120	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural

⁹ Consumidor tipo 1: Casal sem filhos e sem aquecimento central (consumo anual de gás natural de 138 m³).






















ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual (€)	Observações	Tipo de oferta
	Plano Base Galp On GN (FE+DD) - 25%	121	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (FE) - 20%	122	Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (DD) - 20%	122	Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN - 15%	124	Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Mono Gás	125	Aplicável a contratos de gás natural. Proposta sem prazo de validade	Gás Natural
	Gás (DD)	128	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Requer débito direto. Proposta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Gás	130	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Proposta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Plano Básico Gás	133	Aplicável a contratos de gás natural. Oferta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Gás Natural - mono (DD)	149	Oferta disponível para clientes domésticos com contratos de gás natural. Requer débito direto. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Gás Natural
	Gás Natural - mono	149	Oferta disponível para clientes domésticos com contratos de gás natural. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Gás Natural

A oferta comercial exclusivamente de gás natural (oferta mono) com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 107 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta mono mais cara é de 43 €/ano (29%).

Ofertas comerciais de gás natural e eletricidade (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Dual Gás + Eletricidade + Cliente	97	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade	Eletricidade e gás natural
	Plano Dual Online	101	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer contratação eletrónica, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 31.12.2017	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás (DD+FE)	107	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Tarifa e-luz&gás	107	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Contratação online. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Tarifa Aniversário (Dual)	107	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. O desconto consiste numa fatura grátis após um ano de contrato. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Dual Gás + Eletricidade	107	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás (DD)	108	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de débito direto. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás (FE)	108	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás	109	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE+DD)- 40%+40%	117	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer DD e FE. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35%	119	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE)- 35%+35%	119	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer FE. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual - 30%+30%	120	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25%	121	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25%	121	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual - 20%+20%	122	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade (DD)	124	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade (DD + FE)	124	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade	127	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Eletricidade e Gás (DD)	149	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador no segmento doméstico. Requer débito direto. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Eletricidade e gás natural
	Eletricidade e Gás	149	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador no segmento doméstico. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Eletricidade e gás natural

A oferta comercial de gás natural e eletricidade (oferta dual) com menor valor é da GoldEnergy, com um valor de 97 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta dual mais cara é de 52 €/ano (35%).

12.2.2 CONSUMIDOR TIPO 2¹⁰

Em março de 2017 existiam sete comercializadores em mercado (Audax, EDP Comercial, Endesa, EnergiaSimples, Galp, Goldenergy e Iberdrola), com um total de 21 ofertas mono gás, 21 ofertas duais de gás natural e eletricidade e 33 ofertas com venda de serviços adicionais, totalizando 75 ofertas comerciais para este consumidor tipo.









Ofertas comerciais exclusivamente de gás natural (ofertas mono)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
 Endesa Energia	Tarifa e-gás	202	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Contratação online, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
 Endesa Energia	Quero+ Gás (DD+FE)	207	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
 Endesa Energia	Quero + Gás (DD)	209	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de débito direto. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
 Endesa Energia	Quero+ Gás (FE)	209	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
 Endesa Energia	Quero + Gás	211	Aplicável a contratos de gás natural. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
 S'imples Energia	Plano GAS Online	215	Aplicável a contratos de gás natural. Requer contratação eletrónica, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 31.12.2017	Gás Natural
 Galp Energia	Mono gás + Cliente	218	Aplicável a contratos de gás natural. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade	Gás Natural
 Galp Energia	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais	222	Tarifa transitória de acordo com a Diretiva n.º 13/2016. Oferta não disponível para novos contratos.	Gás Natural
 Energia3	Plano Energia3 GN (FE+DD) - 40%	225	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer DD e FE. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
 Energia3	Plano Energia3 (DD) - 35%	226	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
 Energia3	Plano Energia3 (FE) - 35%	226	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
 Energia3	Plano Energia3 GN - 30%	228	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural

¹⁰ Consumidor tipo 2: Casal com filhos e sem aquecimento central (consumo anual de gás natural de 292 m³).






















ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Plano Base Galp On GN (FE+DD) - 25%	230	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (FE) - 20%	232	Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (DD) - 20%	232	Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN - 15%	234	Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Mono Gás	241	Aplicável a contratos de gás natural. Proposta sem prazo de validade	Gás Natural
	Gás (DD)	241	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Requer débito direto. Proposta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Gás	246	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Proposta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Plano Básico Gás	252	Aplicável a contratos de gás natural. Oferta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Gás Natural - mono (DD)	267	Oferta disponível para clientes domésticos com contratos de gás natural. Requer débito direto. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Gás Natural
	Gás Natural - mono	267	Oferta disponível para clientes domésticos com contratos de gás natural. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Gás Natural

A oferta comercial exclusivamente de gás natural (oferta mono) com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 202 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta mono mais cara é de 65 €/ano (24%).

Ofertas comerciais de gás natural e eletricidade (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Dual Gás + Eletricidade + Cliente	201	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás (DD+FE)	202	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Tarifa e-luz&gás	202	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Contratação online. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Tarifa Aniversário (Dual)	204	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. O desconto consiste numa fatura grátis após um ano de contrato. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Dual Online	204	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer contratação eletrónica, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 31.12.2017	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás (DD)	205	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de débito direto. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás (FE)	205	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás	207	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Dual Gás + Eletricidade	220	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE+DD)- 40%+40%	225	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer DD e FE. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35%	226	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35%	226	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer FE. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual - 30%+30%	228	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25%	230	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25%	230	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual - 20%+20%	232	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade (DD)	234	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade (DD + FE)	234	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade	240	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Eletricidade e Gás (DD)	267	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador no segmento doméstico. Requer débito direto. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Eletricidade e gás natural
	Eletricidade e Gás	267	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador no segmento doméstico. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Eletricidade e gás natural

A oferta comercial de gás natural e eletricidade (oferta dual) com menor valor é da GoldEnergy, com um valor de 201 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta dual mais cara é de 66 €/ano (25%).

12.2.3 CONSUMIDOR TIPO 3¹¹

Em março de 2017 existiam sete comercializadores em mercado (Audax, EDP Comercial, Endesa, EnergiaSimples, Galp, Goldenergy e Iberdrola), com um total de 22 ofertas mono gás, 21 ofertas duais de gás natural e eletricidade e 33 ofertas com venda de serviços adicionais, totalizando 76 ofertas comerciais para este consumidor tipo.

Ofertas comerciais exclusivamente de gás natural (ofertas mono)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Tarifa e-gás	391	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Contratação online, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Quero+ Gás (DD+FE)	399	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Quero+ Luz e Gás	399	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Quero + Gás (DD)	403	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de débito direto. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Quero+ Gás (FE)	403	Aplicável a contratos de gás natural. Obrigatoriedade de fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Quero + Gás	408	Aplicável a contratos de gás natural. Oferta válida até 30.6.2017	Gás Natural
	Mono gás + Cliente	428	Aplicável a contratos de gás natural. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade	Gás Natural
	Plano GAS Online	429	Aplicável a contratos de gás natural. Requer contratação eletrónica, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 31.12.2017	Gás Natural
	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais	430	Tarifa transitória de acordo com a Diretiva n.º 13/2016. Oferta não disponível para novos contratos.	Gás Natural
	Plano Energia3 GN (FE+DD) - 40%	431	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer DD e FE. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Energia3 (DD) - 35%	434	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Energia3 (FE) - 35%	434	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural

¹¹ Consumidor tipo 3: Casal com filhos e com aquecimento central (consumo anual de gás natural de 640 m³).






ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Plano Energia3 GN - 30%	436	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (FE) - 20%	442	Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (DD) - 20%	442	Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN - 15%	444	Oferta válida até 30.04.2017	Gás Natural
	Gás (DD)	473	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Requer débito direto. Proposta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Mono Gás	477	Aplicável a contratos de gás natural. Proposta sem prazo de validade	Gás Natural
	Consumos Elevados	477	Aplicável a contratos de gás natural. Proposta sem prazo de validade	Gás Natural
	Gás	482	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural. Proposta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Plano Básico Gás	486	Aplicável a contratos de gás natural. Oferta sem prazo de validade.	Gás Natural
	Gás Natural - mono (DD)	509	Oferta disponível para clientes domésticos com contratos de gás natural. Requer débito direto. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Gás Natural
	Gás Natural - mono	509	Oferta disponível para clientes domésticos com contratos de gás natural. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Gás Natural

A oferta comercial exclusivamente de gás natural (oferta mono) com menor fatura anual é da Endesa, com um valor de 391 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta mono mais cara é de 118 €/ano (23%).

Ofertas comerciais de gás natural e eletricidade (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Quero+ Luz e Gás (DD+FE)	391	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Tarifa e-luz&gás	391	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Contratação online. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás (DD)	395	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de débito direto. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Quero+ Luz e Gás (FE)	395	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Obrigatoriedade de fatura eletrónica. Oferta válida até 30.6.2017	Eletricidade e gás natural
	Dual Gás + Eletricidade + Cliente	410	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade	Eletricidade e gás natural
	Plano Dual Online	416	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer contratação eletrónica, débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 31.12.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE+DD) - 40%+40%	431	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer DD e FE. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35%	434	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35%	434	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer FE. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual - 30%+30%	436	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On GN (FE+DD) - 25%	439	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25%	439	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25%	439	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual - 20%+20%	442	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2017	Eletricidade e gás natural
	Dual Gás + Eletricidade	453	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade	Eletricidade e gás natural
	Dual Consumos Elevados	453	Aplicável a contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade (DD)	458	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade (DD + FE)	458	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Gás e eletricidade	470	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Eletricidade e Gás (DD)	509	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador no segmento doméstico. Requer débito direto. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Eletricidade e gás natural
	Eletricidade e Gás	509	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador no segmento doméstico. A Oferta obriga a um período de fidelização de 12 meses.	Eletricidade e gás natural

A oferta comercial de gás natural e eletricidade (oferta dual) com menor valor é da Endesa, com um valor de 391 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta dual mais cara é de 118 €/ano (23%).

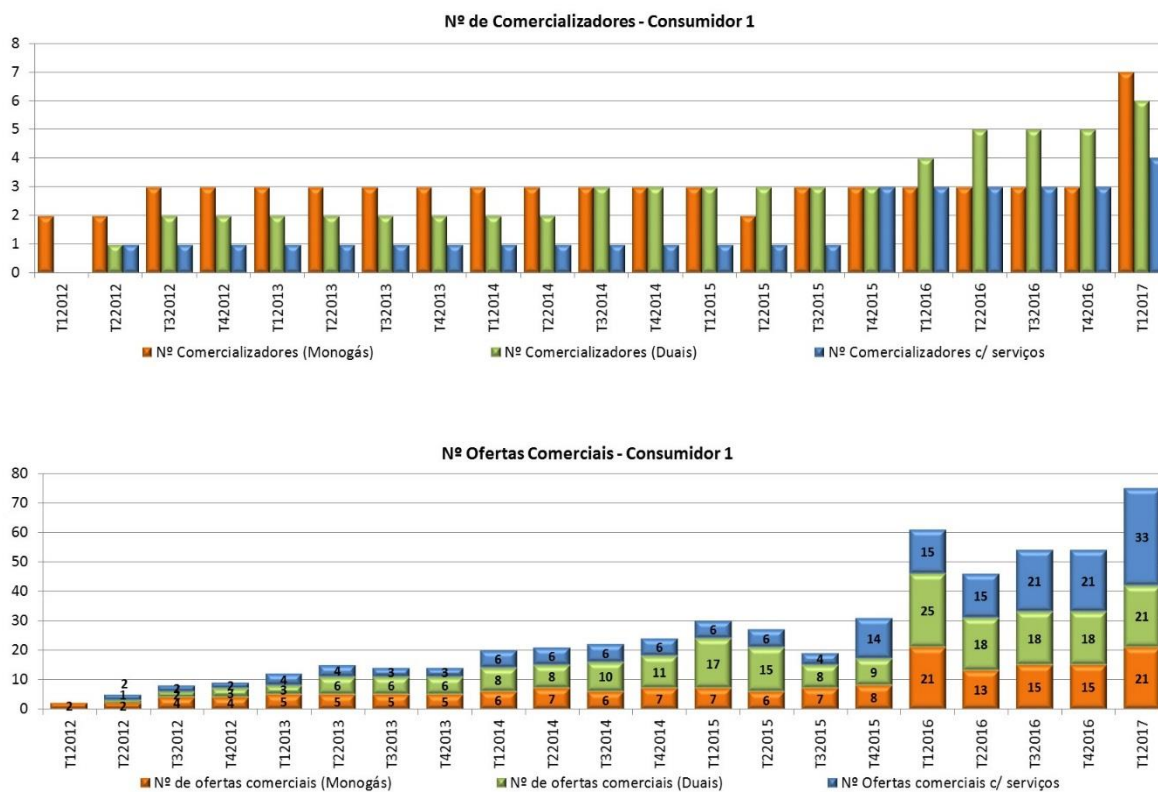
12.3 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS PARA BP ≤ 10 000 M³/ANO

12.3.1 CONSUMIDOR TIPO 1

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

O número de comercializadores com ofertas comerciais foi relativamente constante até ao final de 2015. Durante o ano de 2016 apareceram no mercado novos comercializadores com ofertas comerciais para o consumidor tipo 1, sendo que no final do 1.º trimestre de 2017 existiam sete comercializadores em mercado com ofertas comerciais para este tipo de consumidor (Audax, Endesa, EDP Comercial, Energia Simples, GoldEnergy, Galp e Iberdrola).

O número de ofertas comerciais para o consumidor tipo 1 tem vindo a aumentar substancialmente, atingindo um valor máximo no 1.º trimestre de 2017, com um total de 75 ofertas comerciais.



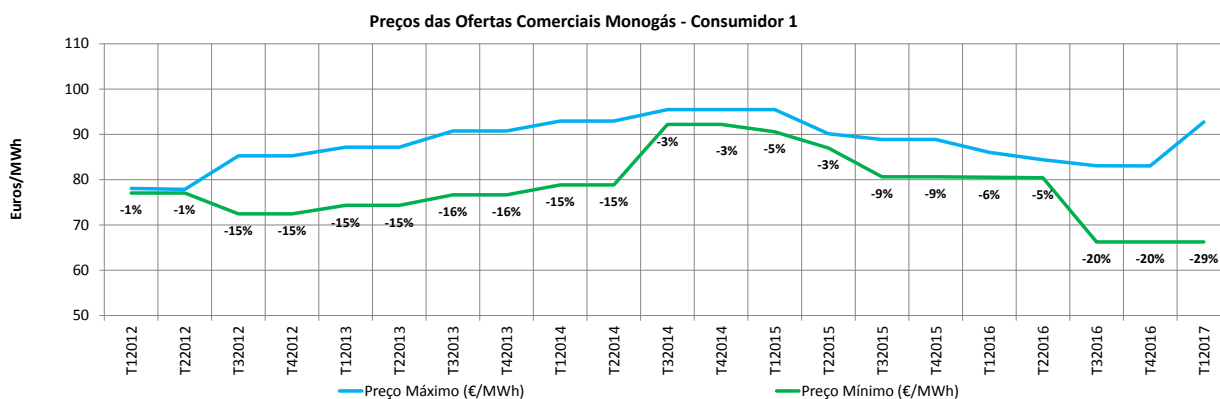
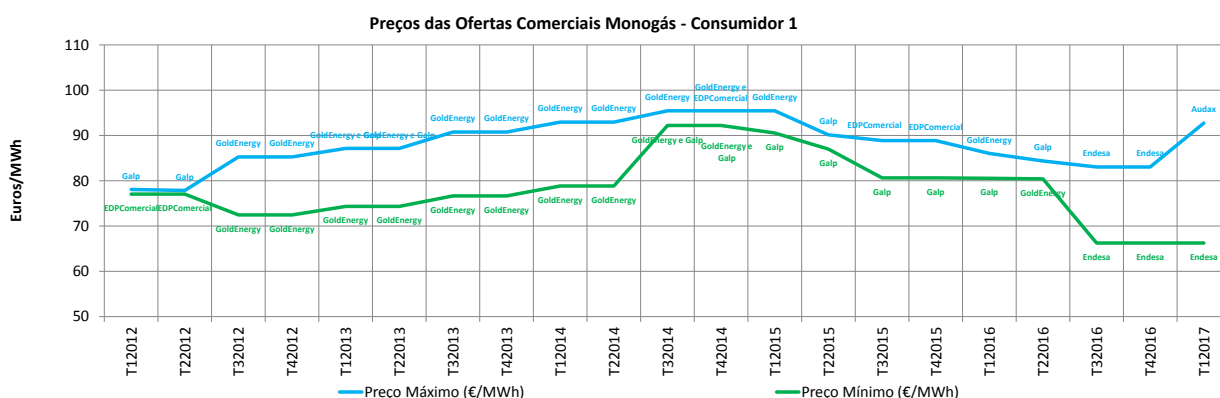
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

Durante os primeiros trimestres de 2012 a diferença entre a oferta comercial monogás mais competitiva e a oferta comercial monogás menos competitiva foi bastante reduzida.

A partir de meados de 2012 e até meados de 2014 essa diferença acentuou-se consideravelmente, com valores na ordem dos 15%.

A partir do 3.º trimestre de 2014 o diferencial de preço entre a oferta comercial monogás mais competitiva e a oferta comercial monogás menos competitiva reduziu-se consideravelmente, para valores abaixo dos 9%.

A partir do 3.º trimestre de 2016 este diferencial volta a aumentar, atingindo no 1.º trimestre de 2017 o valor de 29%.



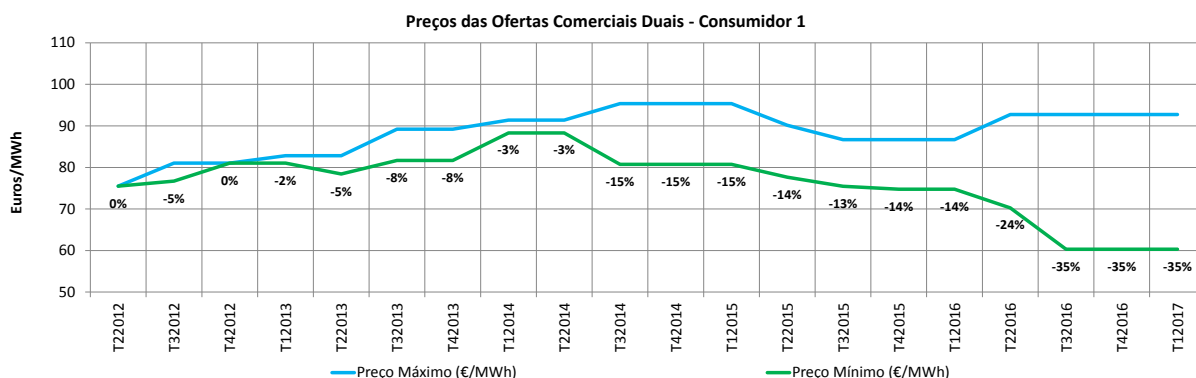
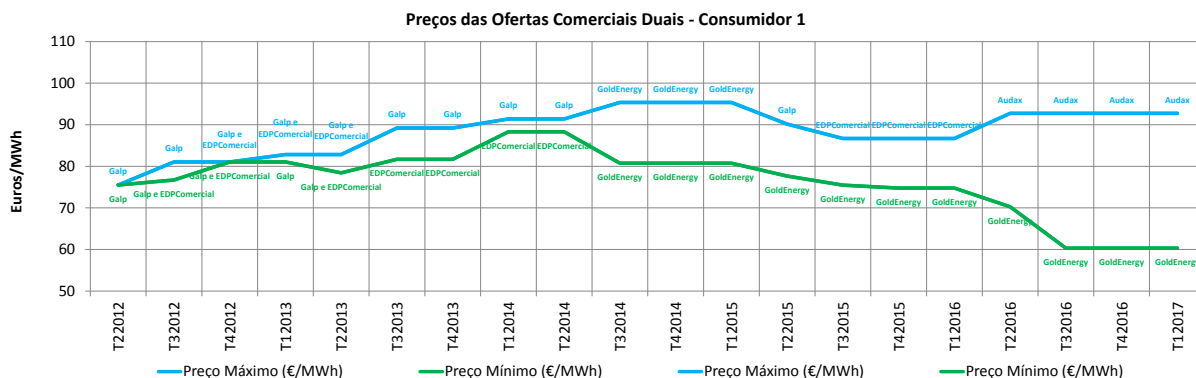
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAS

Até ao 2.º trimestre de 2014 verifica-se que a diferença entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva evolui de uma forma mais ou menos constante, com valores médios abaixo dos 8%.

A partir do 3.º trimestre de 2014 e até à data atual o diferencial de preço entre a oferta dual mais competitiva e a oferta dual menos competitiva aumenta muito significativamente, atingindo o valor de 35% no 1.º trimestre de 2017.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Análise das ofertas comerciais do mercado



QUADRO RESUMO PARA O CONSUMIDOR TIPO 1

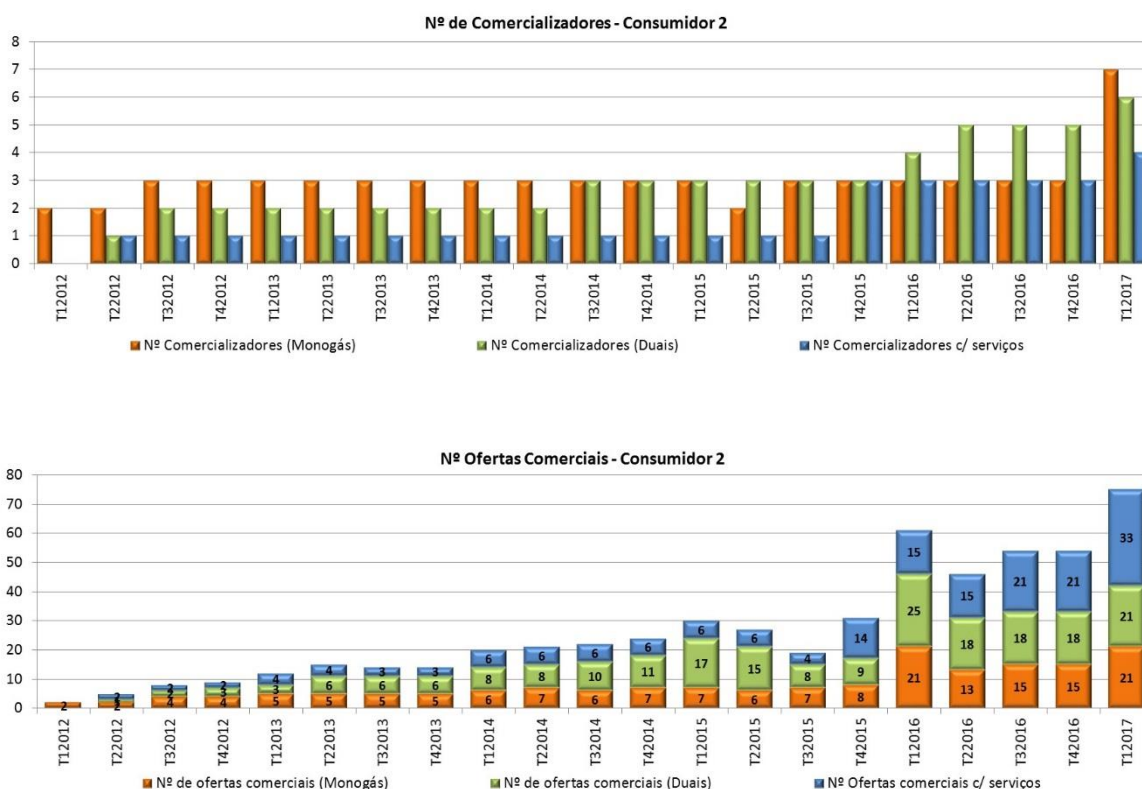
	Comerc.	Ofertas Comerciais				Fatura Anual				Δ = Fat. Mín. - Fat. Máx.		Δ / Fat. Máx.	
		#	Monogás #	Duais #	C/ Serviços #	Total	Máxima €/ano	Mínima €/ano	Máxima €/ano	Mínima €/ano	Monogás €/ano	Dual €/ano	Monogás %
T12012	2	2	0	0	2	126	124	0	0	-2	n.a.	-1%	n.a.
T22012	2	2	1	2	5	125	124	122	122	-1	0	-1%	0%
T32012	3	4	2	2	8	137	117	130	124	-21	-7	-15%	-5%
T42012	3	4	3	2	9	137	117	130	130	-21	0	-15%	0%
T12013	3	5	3	4	12	140	120	133	130	-21	-3	-15%	-2%
T22013	3	5	6	4	15	140	120	133	126	-21	-7	-15%	-5%
T32013	3	5	6	3	14	146	123	144	132	-23	-12	-16%	-8%
T42013	3	5	6	3	14	146	123	144	132	-23	-12	-16%	-8%
T12014	3	6	8	6	20	150	127	147	142	-23	-5	-15%	-3%
T22014	3	7	8	6	21	150	127	147	142	-23	-5	-15%	-3%
T32014	3	6	10	6	22	154	148	154	130	-5	-24	-3%	-15%
T42014	3	7	11	6	24	154	148	154	130	-5	-24	-3%	-15%
T12015	3	7	17	6	30	154	146	154	130	-8	-24	-5%	-15%
T22015	3	6	15	6	27	145	140	145	125	-5	-20	-3%	-14%
T32015	3	7	8	4	19	143	130	140	121	-13	-18	-9%	-13%
T42015	3	8	9	14	31	143	130	140	120	-13	-19	-9%	-13%
T12016	4	21	25	15	61	139	130	140	120	-9	-19	-6%	-14%
T22016	5	13	18	15	46	136	129	149	113	-6	-36	-5%	-24%
T32016	5	15	18	21	54	134	107	149	97	-27	-52	-20%	-35%
T42016	5	15	18	21	54	134	107	149	97	-27	-52	-20%	-35%
T12017	7	21	21	33	75	149	107	149	97	-43	-52	-29%	-35%

12.3.2 CONSUMIDOR TIPO 2

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

O número de comercializadores com ofertas comerciais foi relativamente constante até ao final de 2015. Durante o ano de 2016 apareceram no mercado novos comercializadores com ofertas comerciais para o consumidor tipo 2, sendo que no final do 1.º trimestre de 2017 existiam sete comercializadores em mercado com ofertas comerciais para este tipo de consumidor (Audax, Endesa, EDP Comercial, Energia Simples, GoldEnergy, Galp e Iberdrola).

O número de ofertas comerciais para o consumidor tipo 2 tem vindo a aumentar substancialmente, atingindo um valor máximo no 1.º trimestre de 2017, com um total de 75 ofertas comerciais.



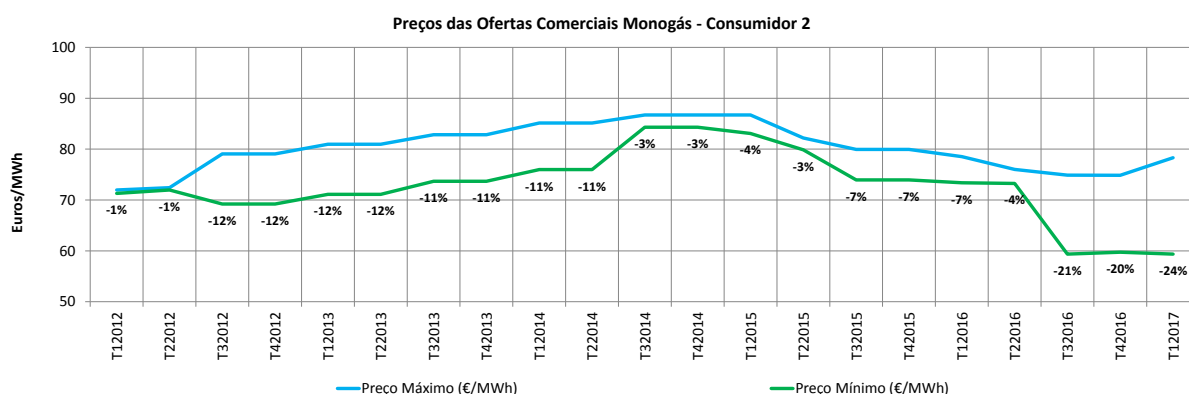
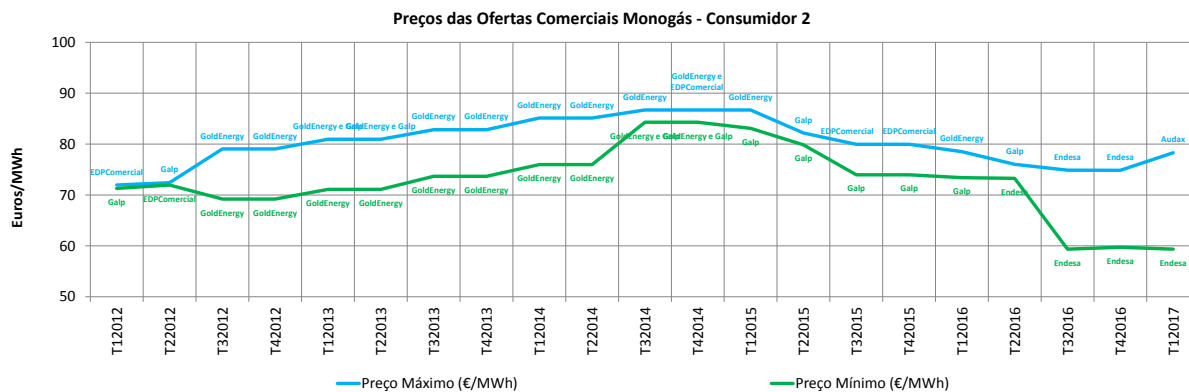
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

Durante os primeiros trimestres de 2012 a diferença entre a oferta comercial monogás mais competitiva e a oferta comercial monogás menos competitiva foi bastante reduzida.

A partir de meados de 2012 e até meados de 2014 essa diferença acentuou-se consideravelmente, com valores na ordem dos 11%.

A partir do 3.º trimestre de 2014 o diferencial de preço entre a oferta comercial monogás mais competitiva e a oferta comercial monogás menos competitiva reduziu-se consideravelmente, para valores abaixo dos 7%.

A partir do 3.º trimestre de 2016 este diferencial volta a aumentar, atingindo no 1.º trimestre de 2017 o valor de 24%.



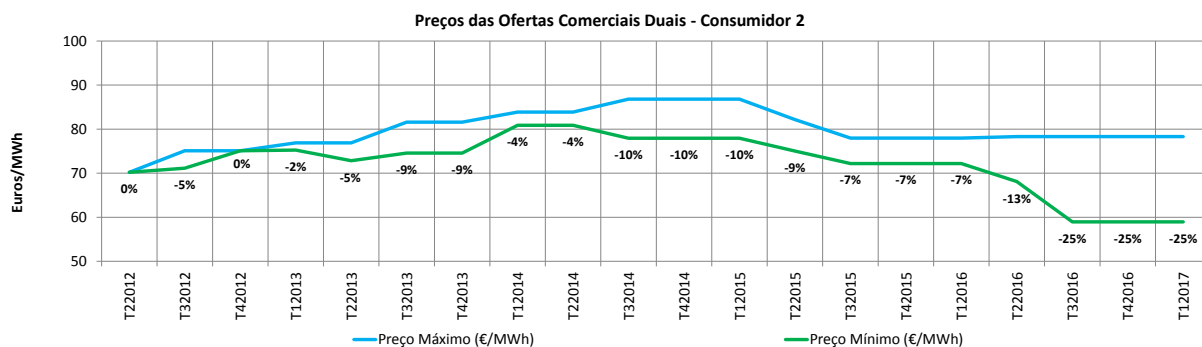
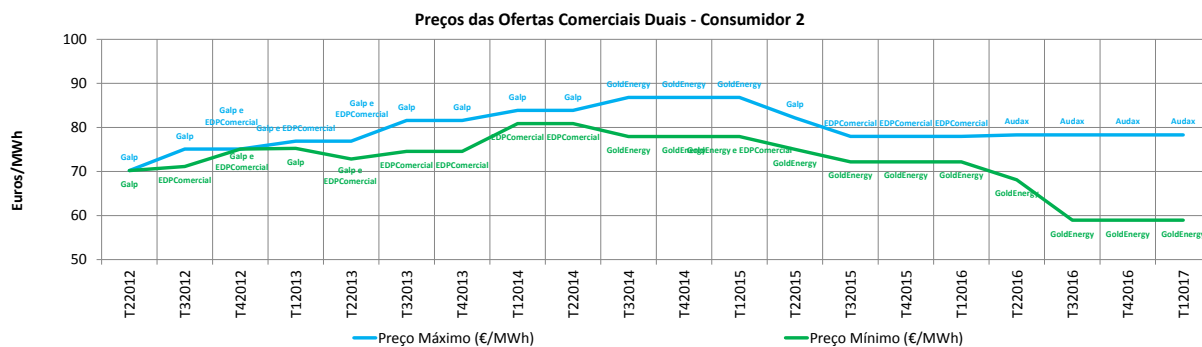
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS

Até ao 2.º trimestre de 2014 verifica-se que a diferença entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva evolui de uma forma mais ou menos constante, com valores médios abaixo dos 9%.

A partir do 3.º trimestre de 2014 e até à data atual o diferencial de preço entre a oferta dual mais competitiva e a oferta dual menos competitiva aumenta muito significativamente, atingindo o valor de 25% no 1.º trimestre de 2017.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Análise das ofertas comerciais do mercado



QUADRO RESUMO PARA O CONSUMIDOR TIPO 2

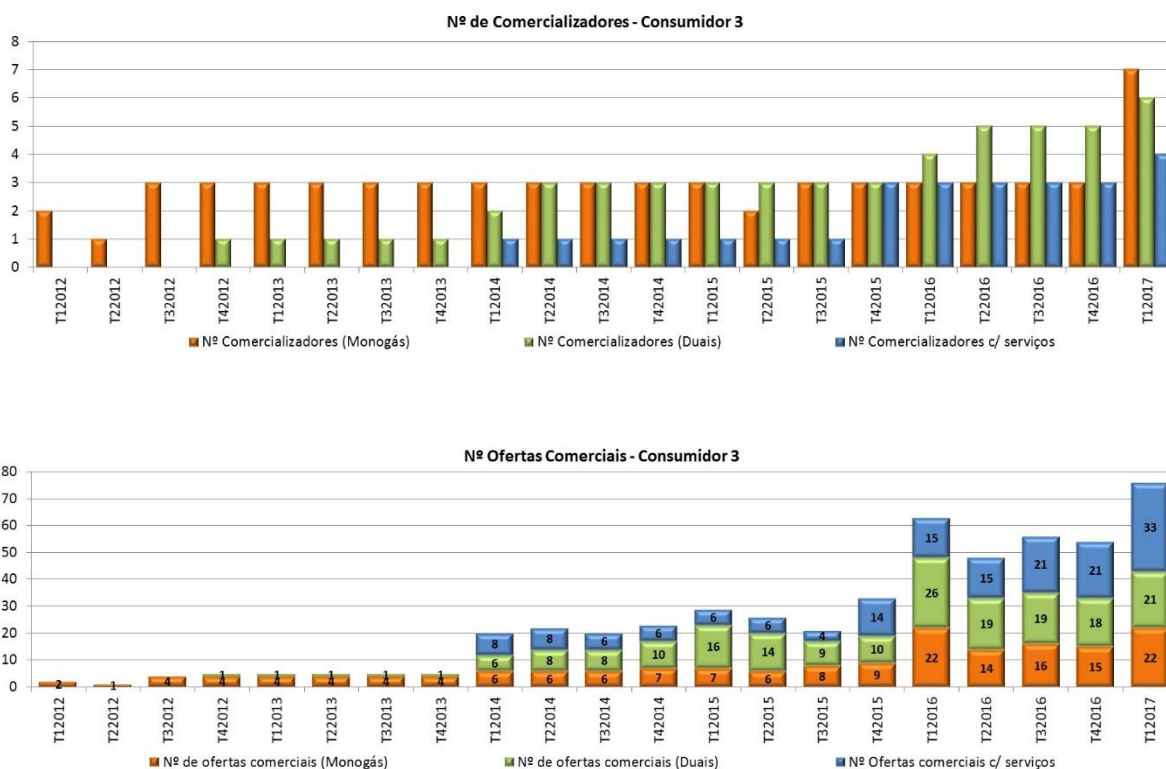
	Comerc.	Ofertas Comerciais				Fatura Anual				Δ = Fat. Mín. - Fat. Máx.		Δ / Fat. Máx.	
		Monogás	Duais	C/ Serviços	Total	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Monogás	Dual	Monogás	Dual
	#	#	#	#		€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	%	%
T12012	2	2	0	0	2	245	243	0	0	-2	n.a.	-1%	n.a.
T22012	2	2	1	2	5	247	245	239	239	-2	0	-1%	0%
T32012	3	4	2	2	8	269	236	256	242	-34	-13	-12%	-5%
T42012	3	4	3	2	9	269	236	256	256	-34	0	-12%	0%
T12013	3	5	3	4	12	276	242	262	256	-34	-6	-12%	-2%
T22013	3	5	6	4	15	276	242	262	248	-34	-14	-12%	-5%
T32013	3	5	6	3	14	282	251	278	254	-31	-24	-11%	-8%
T42013	3	5	6	3	14	282	251	278	254	-31	-24	-11%	-8%
T12014	3	6	8	6	20	290	259	286	276	-31	-10	-11%	-4%
T22014	3	7	8	6	21	290	259	286	276	-31	-10	-11%	-4%
T32014	3	6	10	6	22	295	287	296	265	-8	-30	-3%	-10%
T42014	3	7	11	6	24	295	287	296	265	-8	-30	-3%	-10%
T12015	3	7	17	6	30	295	283	296	265	-12	-30	-4%	-10%
T22015	3	6	15	6	27	280	272	280	256	-8	-24	-3%	-9%
T32015	3	7	8	4	19	272	252	266	246	-20	-20	-7%	-7%
T42015	3	8	9	14	31	272	252	266	246	-20	-20	-7%	-7%
T12016	4	21	25	15	61	268	250	266	246	-17	-20	-7%	-7%
T22016	5	13	18	15	46	259	250	267	232	-9	-35	-4%	-13%
T32016	5	15	18	21	54	255	202	267	201	-53	-66	-21%	-25%
T42016	5	15	18	21	54	255	203	267	201	-52	-66	-20%	-25%
T12017	7	21	21	33	75	267	202	267	201	-65	-66	-24%	-25%

12.3.3 CONSUMIDOR TIPO 3

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

O número de comercializadores com ofertas comerciais foi relativamente constante até ao final de 2015. Durante o ano de 2016 apareceram no mercado novos comercializadores com ofertas comerciais para o consumidor tipo 3, sendo que no final do 1.º trimestre de 2017 existiam sete comercializadores em mercado com ofertas comerciais para este tipo de consumidor (Audax, Endesa, EDP Comercial, Energia Simples, GoldEnergy, Galp e Iberdrola).

O número de ofertas comerciais para o consumidor tipo 3 tem vindo a aumentar substancialmente, atingindo um valor máximo no 1.º trimestre de 2017, com um total de 76 ofertas comerciais.



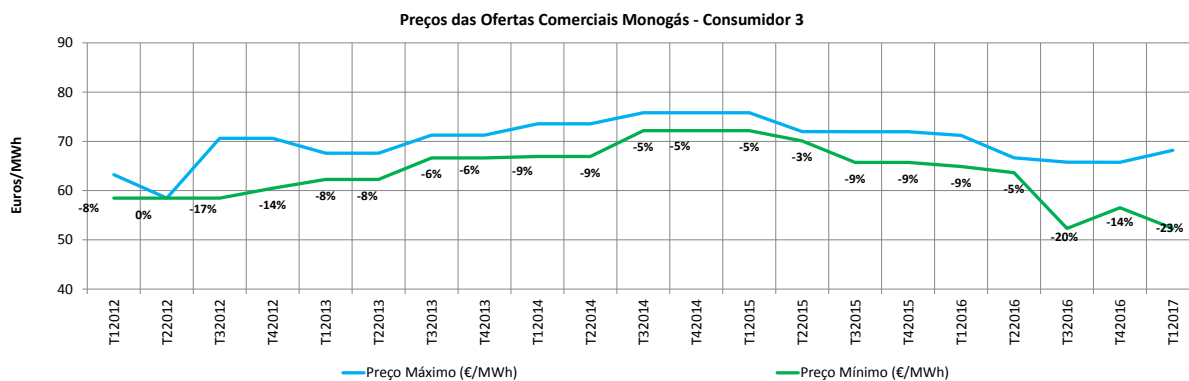
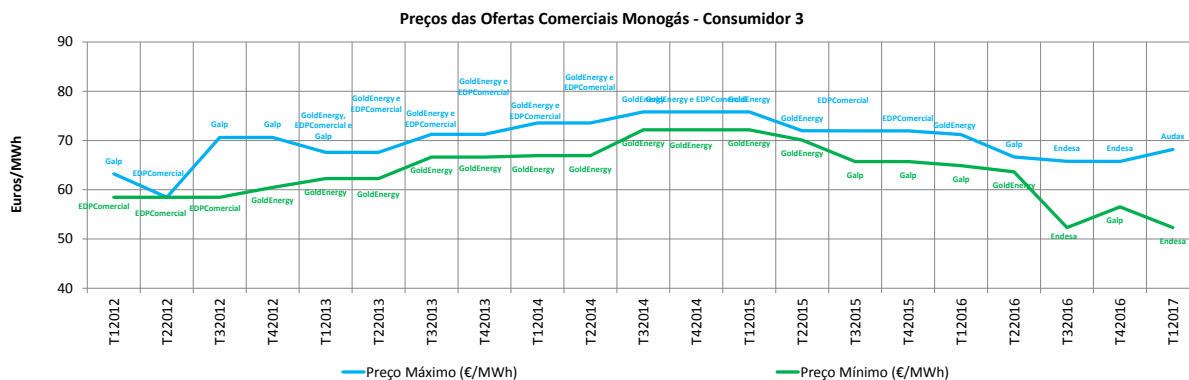
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

Durante os primeiros trimestres de 2012 a diferença entre a oferta comercial monogás mais competitiva e a oferta comercial monogás menos competitiva foi bastante reduzida.

A partir de meados de 2012 e até meados de 2014 essa diferença acentuou-se consideravelmente, com valores na ordem dos 9%.

A partir do 3.º trimestre de 2014 o diferencial de preço entre a oferta monogás mais competitiva e a oferta monogás menos competitiva reduziu-se consideravelmente.

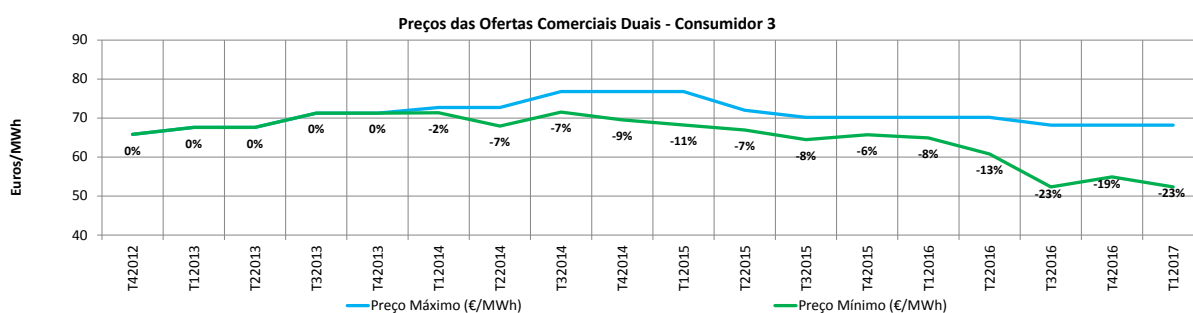
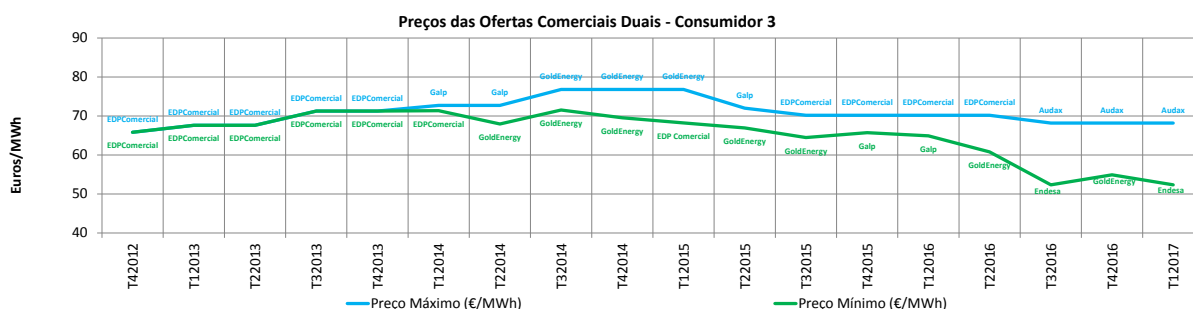
A partir do 3.º trimestre de 2016 este diferencial volta a aumentar, atingindo no 1.º trimestre de 2017 o valor de 23%.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS

Até ao 4.º trimestre de 2013 verifica-se que a diferença entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva é praticamente nula.

A partir do 1.º trimestre de 2014 este diferencial tem vindo a aumentar, atingindo o valor de 23% no 1.º trimestre de 2017.



QUADRO RESUMO PARA O CONSUMIDOR TIPO 3

	Comerc. #	Ofertas Comerciais				Fatura Anual				Δ = Fat. Mín. - Fat. Máx.		Δ / Fat. Máx.	
		Monogás #	Duais #	C/ Serviços #	Total	Monogás		Dual		Monogás €/ano	Dual €/ano	Monogás %	Dual %
						Máxima €/ano	Mínima €/ano	Máxima €/ano	Mínima €/ano				
T12012	2	2	0	0	2	472	437	0	0	-36	n.a.	-8%	n.a.
T22012	1	1	0	0	1	437	437	0	0	0	n.a.	0%	n.a.
T32012	3	4	0	0	4	527	437	0	0	-91	n.a.	-17%	n.a.
T42012	3	4	1	0	5	527	452	491	491	-76	0	-14%	0%
T12013	3	4	1	0	5	505	465	505	505	-40	0	-8%	0%
T22013	3	4	1	0	5	505	465	505	505	-40	0	-8%	0%
T32013	3	4	1	0	5	532	498	532	532	-35	0	-6%	0%
T42013	3	4	1	0	5	532	498	532	532	-35	0	-6%	0%
T12014	3	6	6	8	20	549	500	543	533	-49	-10	-9%	-2%
T22014	3	6	8	8	22	549	500	543	507	-49	-36	-9%	-7%
T32014	3	6	8	6	20	566	539	573	534	-27	-39	-5%	-7%
T42014	3	7	10	6	23	566	539	573	519	-27	-54	-5%	-9%
T12015	3	7	16	6	29	566	539	573	509	-27	-64	-5%	-11%
T22015	3	6	14	6	26	538	523	538	500	-14	-38	-3%	-7%
T32015	3	8	9	4	21	537	491	524	481	-47	-43	-9%	-8%
T42015	3	9	10	14	33	537	491	524	491	-47	-33	-9%	-6%
T12016	4	22	26	15	63	532	485	524	485	-47	-39	-9%	-7%
T22016	5	14	19	15	48	498	475	524	454	-23	-70	-5%	-13%
T32016	5	16	19	21	56	491	391	509	391	-100	-118	-20%	-23%
T42016	5	15	18	21	54	491	422	509	410	-69	-99	-14%	-19%
T12017	7	22	21	33	76	509	391	509	391	-118	-118	-23%	-23%

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

Neste capítulo é efetuada a comparação das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural entre Portugal e Espanha. Na comparação de preços das tarifas de acesso em ambos os países são consideradas as tarifas de acesso ao sistema de gás natural atualmente em vigor, em Espanha, e as tarifas de gás natural para o ano gás 2017-2018, em Portugal.

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 2017 e consideradas nesta análise foram estabelecidas pela Orden ETU/1977/2016, de 23 Dezembro (não houve variação dos preços das tarifas de acesso em Espanha, em relação às tarifas de acesso que vigoraram em 2015 e em 2016).

13.1 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 variável, definido em €/kWh. Em Espanha, a tarifa de descarga de navios é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em €/navio, e por um termo variável, definido em €/kWh.

No Quadro 13-1 apresentam-se os preços considerados para a parcela de receção de GNL, em ambos os países.

Quadro 13-1 - Preços da parcela de Receção de GNL¹²

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT opção base	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	33 978
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000283	0,000069

Em ambos os países a tarifa de Armazenamento de GNL é uma tarifa monómia, aplicável à totalidade de GNL armazenado, composta por um termo variável, definido em €/kWh/dia.

¹² Valores em Espanha definidos no anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 Dezembro, tendo como referência o terminal de Huelva.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

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 2017-2018 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 13-2 apresentam-se os preços considerados para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países.

Quadro 13-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL¹³

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo Variável (EUR/kWh/dia)	0,00003326	0,00003326	0,00003326	0,00003326	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 fixo, definido em €/kWh/dia/mês, e por um termo variável, definido em €/kWh.

Em Portugal a tarifa de Regaseificação de GNL tem preços diferenciados para o termo fixo, 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 2017-2018 os preços são diferentes para cada 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: contratos intradiários, contratos trimestrais, contratos mensais e contratos diários. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam ao termo fixo 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 13-3.

¹³ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 Dezembro.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

Quadro 13-3 - 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
Maior	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 13-4 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL¹⁴

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo Fixo (*)	0,00036340	0,00047242	0,00054510	0,00072680	0,019612
Termo Variável (EUR/kWh)	0,00019743	0,00019743	0,00019743	0,00019743	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 2017-2018.

Verifica-se que no caso de Espanha existe uma estrutura de custos fixos mais pesada do que em Portugal, com um valor da capacidade contratada de regaseificação de GNL de cerca de 1,88 acima dos valores da capacidade contratada de regaseificação de GNL no Terminal de Sines. Por outro lado a componente variável da energia de receção (incluindo a descarga de navios em Espanha) e da energia de regaseificação é em Espanha cerca de 0,5 em relação ao valor equivalente no Terminal de Sines.

¹⁴ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 Dezembro.

Figura 13-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha

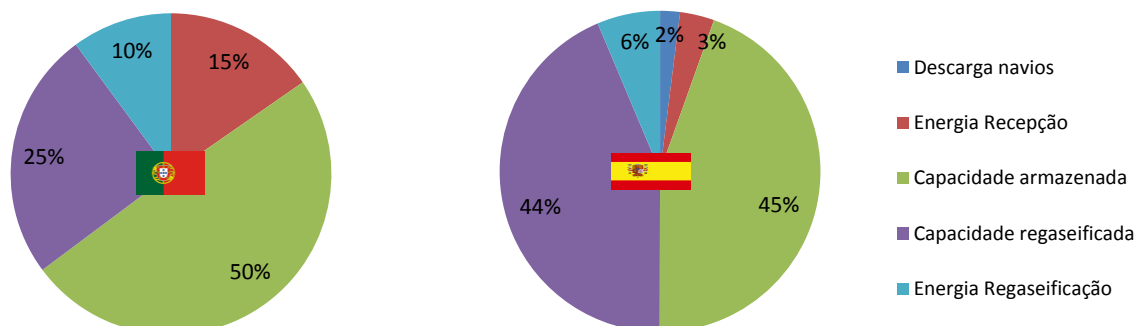
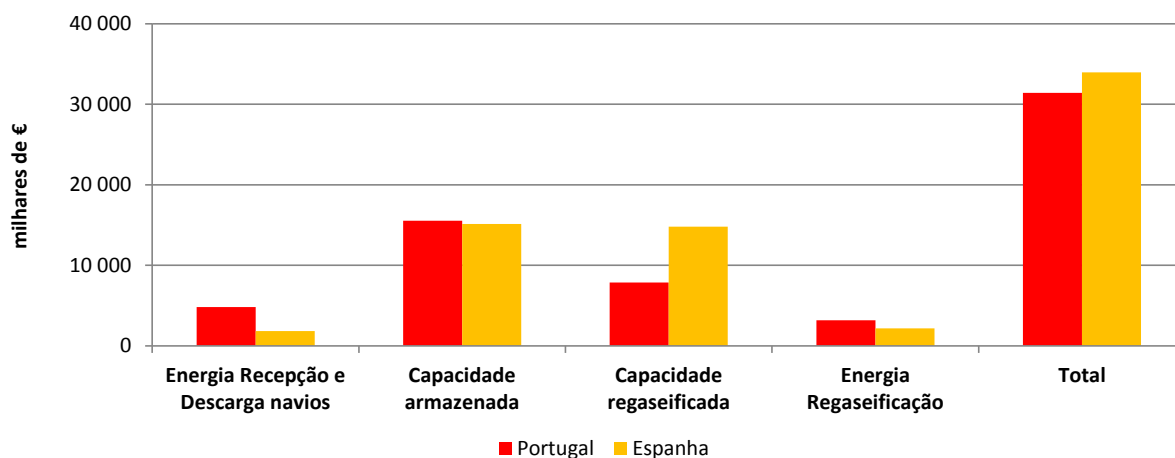


Figura 13-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha



Na Figura 13-3, Figura 13-4, Figura 13-5 e Figura 13-6 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 870 GWh (125 000 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 superior 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 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 13-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)

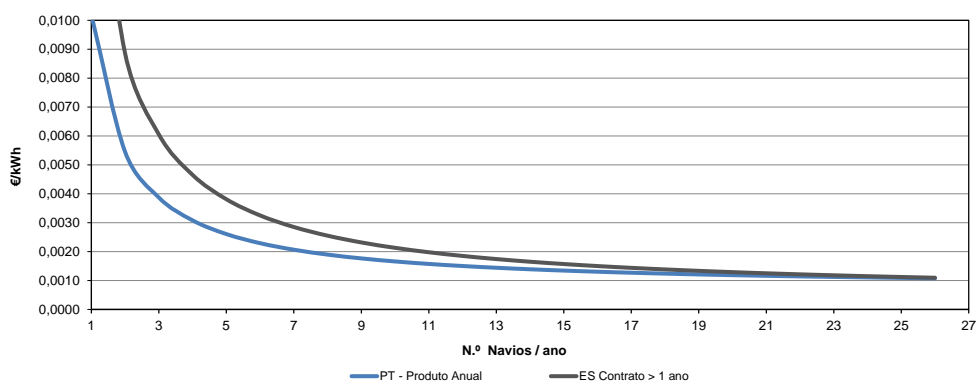


Figura 13-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

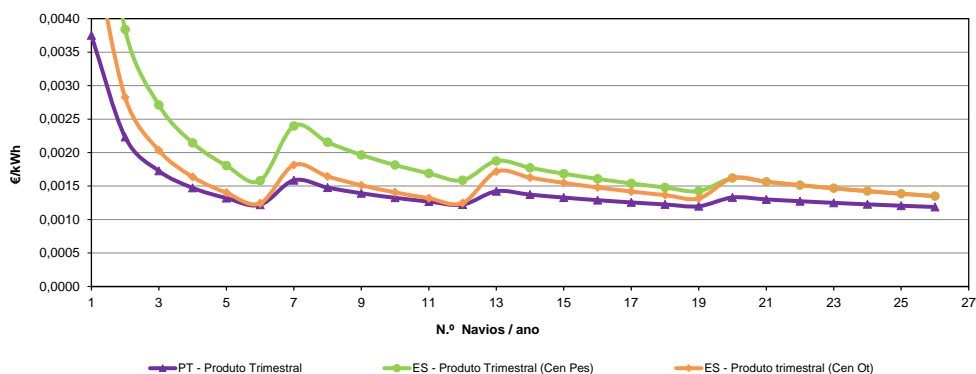


Figura 13-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)

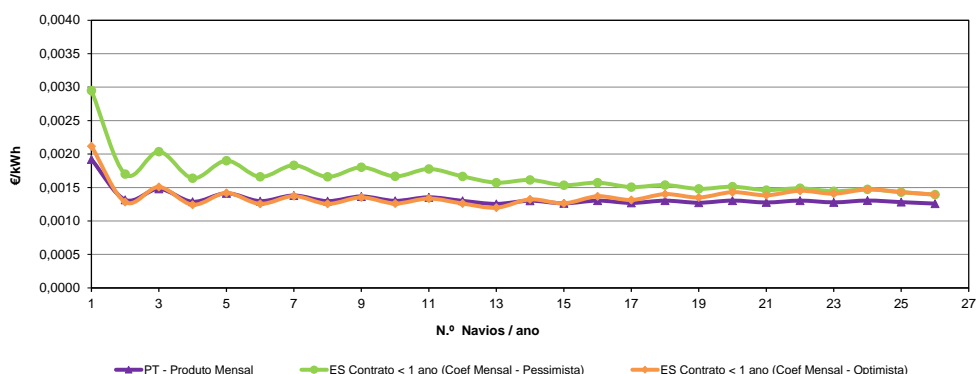
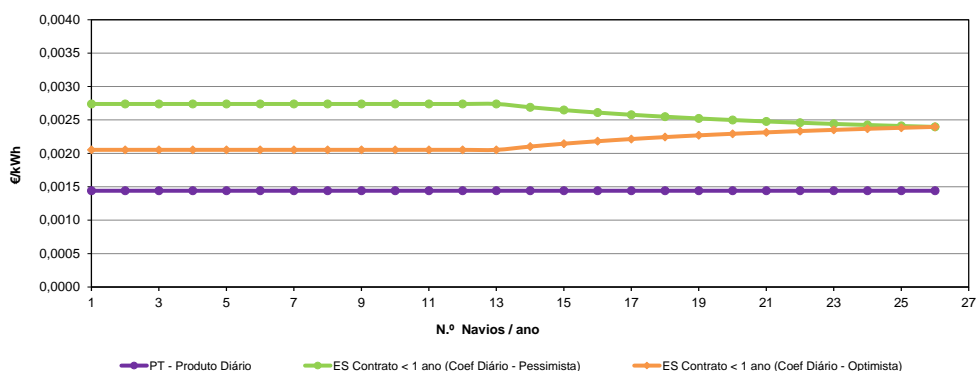


Figura 13-6 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)



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 trimestrais verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL em Portugal é praticamente sempre mais baixo do que em Espanha.
- Com contratos mensais verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL é mais baixo em Portugal do que em Espanha, no caso do cenário pessimista. Para o cenário otimista o custo de utilização do terminal em Portugal é aderente ao custo de utilização do terminal em Espanha, até cerca de 15 descargas, sendo que a partir desse número de descargas o custo de utilização do Terminal de GNL é ligeiramente mais baixo em Portugal do que em Espanha.

- Com contratos diários verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL é sempre mais baixo em Portugal.

13.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Em Portugal e em Espanha a tarifa de Armazenamento Subterrâneo é uma tarifa trinómia composta por um termo fixo aplicável à capacidade de armazenamento contratada, definido em euros/(kWh/dia)/mês, e por dois termos variáveis aplicáveis ao volume de gás injetado ou extraído, definidos em euros/kWh,

Em Portugal o termo fixo 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 2017-2018 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 trimestrais, contratos mensais e contratos diários. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam ao termo fixo 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 13-3.

Quadro 13-5 - 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
Maior	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 tarifa de Armazenamento Subterrâneo, em Portugal e Espanha.

Quadro 13-6 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo¹⁵

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo de Injeção (EUR/kWh)	0,00020885	0,00020885	0,00020885	0,00020885	0,000244
Termo de Extração (EUR/kWh)	0,00020885	0,00020885	0,00020885	0,00020885	0,000131
Termo Fixo (EUR/(kWh/dia)/mês) (*)	0,000029	0,000029	0,000030	0,00003163	0,000411

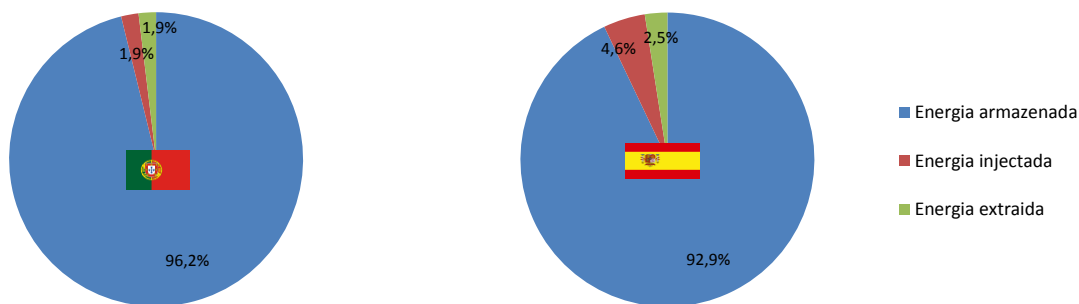
(*) (EUR/(kWh/dia)/dia) em PT, para o produto diário

Na Figura 13-7 e Figura 13-8 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.

Assume-se que a energia injetada é igual à energia extraída e que o valor da capacidade contratada de armazenamento é igual à capacidade de injeção do armazenamento subterrâneo do Carriço (23 800 MWh/dia).

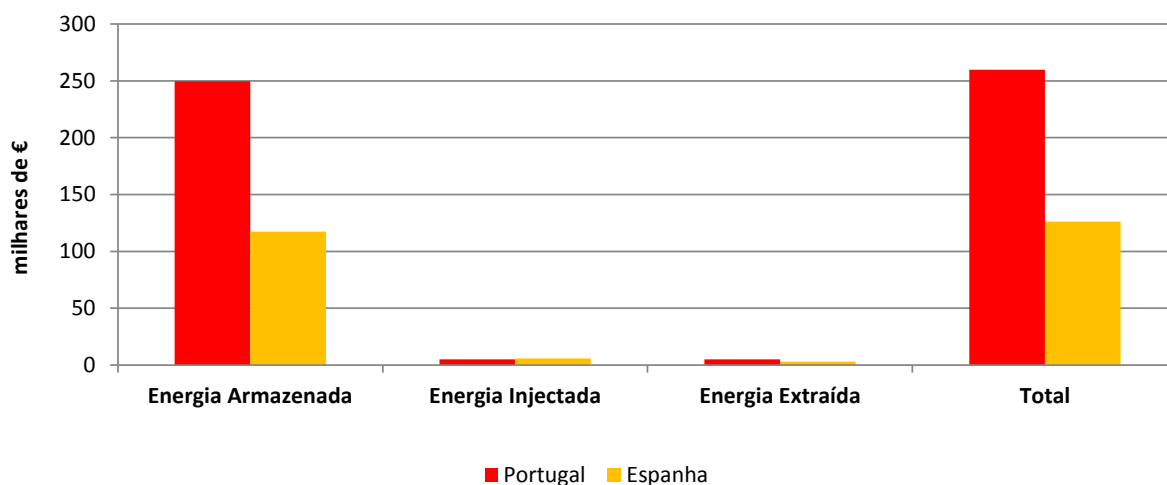
Na comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização do armazenamento subterrâneo de 365 dias verifica-se que o custo unitário do armazenamento subterrâneo em Espanha é mais vantajoso do que em Portugal, resultado de uma estrutura de custos fixos mais vantajosa em Espanha.

Figura 13-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha



¹⁵ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 Dezembro.

Figura 13-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha



Na Figura 13-9, Figura 13-10, Figura 13-11 e Figura 13-12 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 a 1 ano, são também considerados contratos trimestrais, mensais e diários, com a aplicação dos fatores de penalização ao termo fixo 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: 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 13-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)

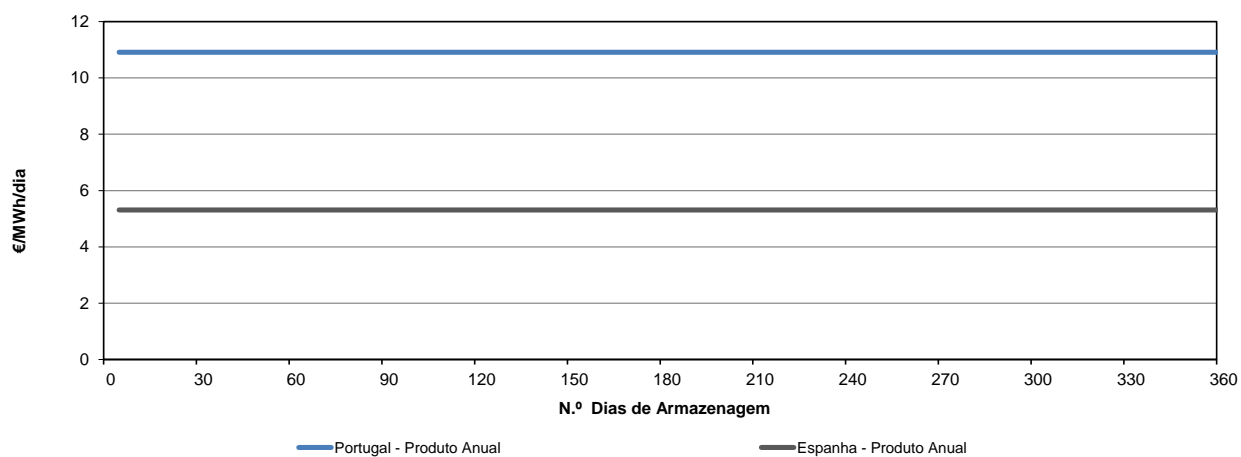


Figura 13-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

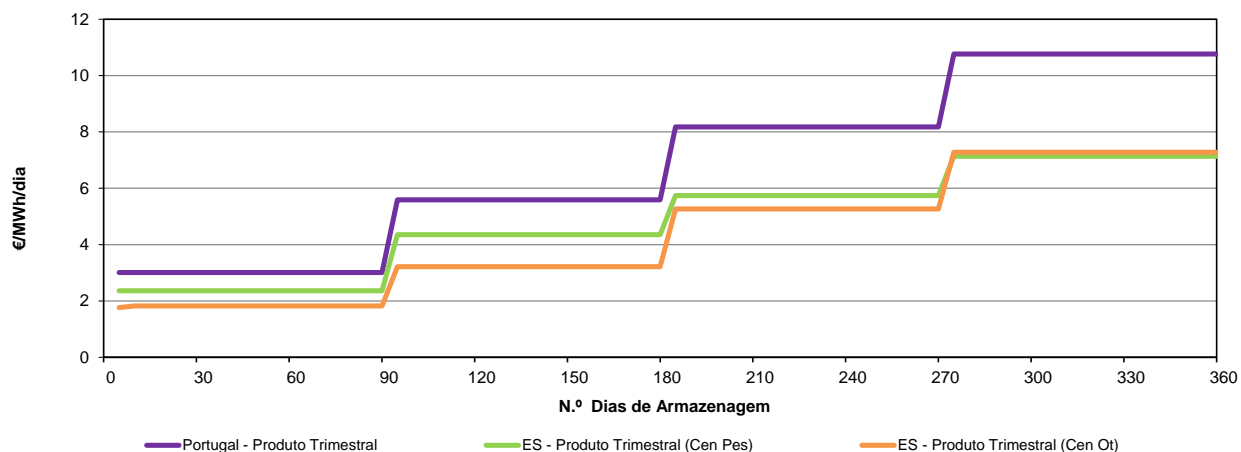


Figura 13-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal)

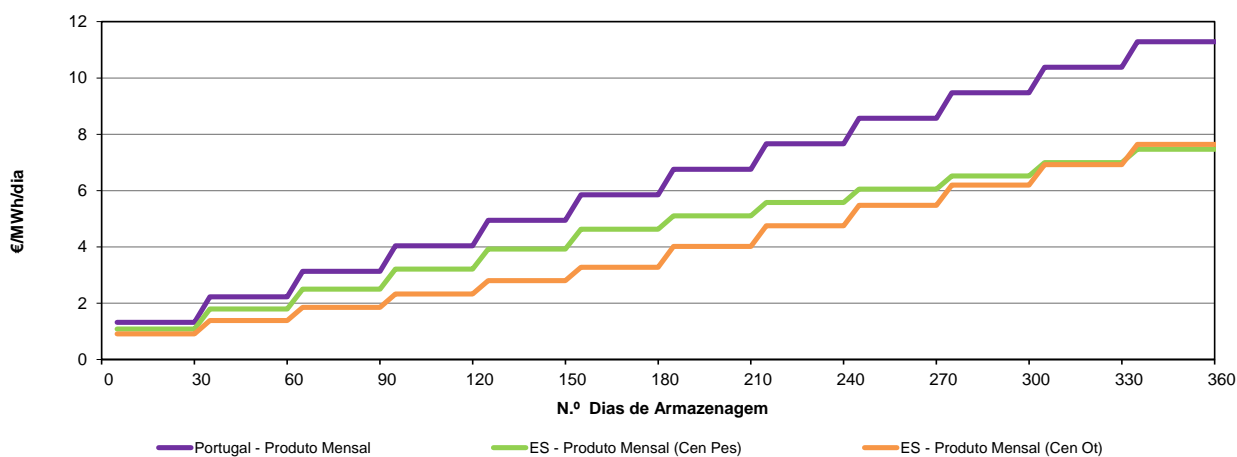
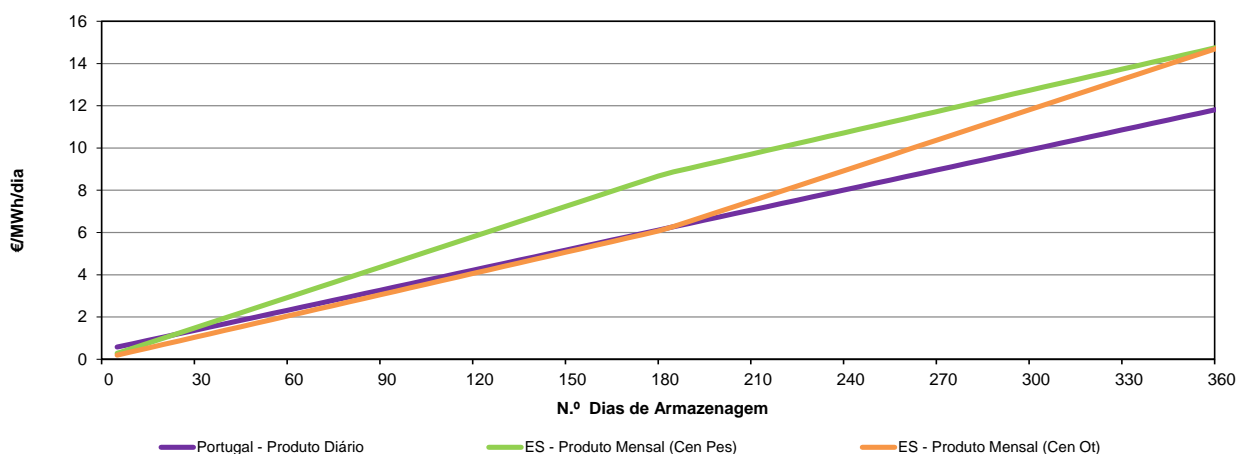


Figura 13-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)



Verifica-se que para contratos anuais, trimestrais e mensais os preços de acesso ao armazenamento subterrâneo são sempre mais vantajosos em Espanha do que em Portugal.

No caso dos contratos diários os preços de acesso ao armazenamento subterrâneo em Portugal são mais vantajosos do que em Espanha, para período de armazenagem superiores a 185 dias.

13.3 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 entregas a clientes em AP e para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário, com três opções tarifárias distintas: Longas Utilizações, Curtas 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 considera a opção flexível diária e a opção exclusivamente mensal.

Para as opções de Longas e Curtas Utilizações a tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal tem duas componentes: um termo de capacidade utilizada, em €/kWh/dia/mês, e um termo de energia definido em €/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. O preço da capacidade utilizada na opção de curtas utilizações é inferior ao preço na opção de longas utilizações. Em contrapartida o preço de energia apresenta valores mais elevados do que na opção de longas utilizações.

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 €/kWh/dia/mês e um termo de energia definido em €/kWh. Nestas opções flexíveis a capacidade base anual contratada é nula, 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 5,32 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações. O preço da capacidade diária nos meses de inverno (outubro a março) é 8,87 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 1,25 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações. O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) é 2,5 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 2017-2018, para as opções consideradas nesta análise.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2017-2018

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

Quadro 13-7 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (longas e curtas utilizações)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO				
Opção tarifária	(m³/ano)	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
		(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,000698	0,022569	0,00074199
	≥ 10 000 000	0,000653	0,022569	0,00074199
Curtas utilizações	< 10 000 000	0,002545	0,005642	0,00018550
	≥ 10 000 000	0,002499	0,005642	0,00018550

Quadro 13-8 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (opção flexível exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Flexível	0,000653	0,028211	0,056422	0,00092749	0,00185498

Quadro 13-9 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (opção flexível diária)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO (opção flexível diária)			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Flexível	0,000653	0,00394734	0,00657891

Quadro 13-10 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP (longas e curtas utilizações)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP				
Opção tarifária	(m³/ano)	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
		(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,000664	0,022569	0,00074199
	≥ 10 000 000	0,000618	0,022569	0,00074199
Curtas utilizações	< 10 000 000	0,002510	0,005642	0,00018550
	≥ 10 000 000	0,002465	0,005642	0,00018550

Quadro 13-11 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP (opção flexível exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	0,000618	0,028211	0,056422	0,00092749	0,00185498

Quadro 13-12 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP (opção flexível diária)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP (opção flexível diária)			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	0,000618	0,00394734	0,00657891

Em Espanha, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes¹⁶: (i) um termo fixo de reserva de capacidade, definido em euros/(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 fixo, definido em euros/(kWh/dia)/mês (grupos de clientes 1 e 2)¹⁷ ou €/mês (grupo de clientes 3)¹⁸, e por um termo variável, definido em euros/kWh. Os valores dos termos fixo e variável variam em 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 entrada 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.

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.

¹⁶ Artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

¹⁷ 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.

¹⁸ Grupo 3: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja inferior ou igual a 4 bar.

No Quadro 13-13 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 13-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha¹⁹

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 para o ano gás 2017-2018, abrangendo a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- São utilizadas duas modulações distintas: uma modulação de 266 dias e outra modulação de 137 dias, no ponto de saída da rede, correspondendo estes valores a modulações médias dos clientes AP e dos centros electroprodutores, respetivamente.
- 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 (utilizado 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.

¹⁹ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 Dezembro.

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

Na Figura 13-13 e Figura 13-14 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 266 dias e 137 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 13-13 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 266 dias)

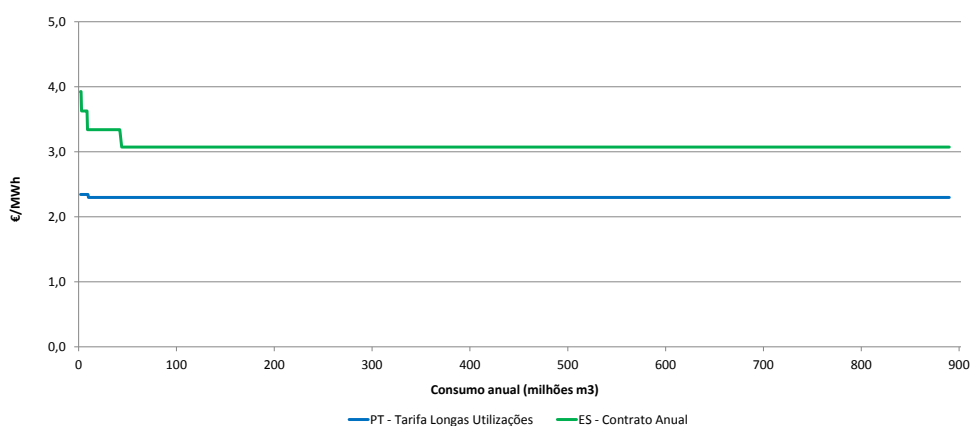
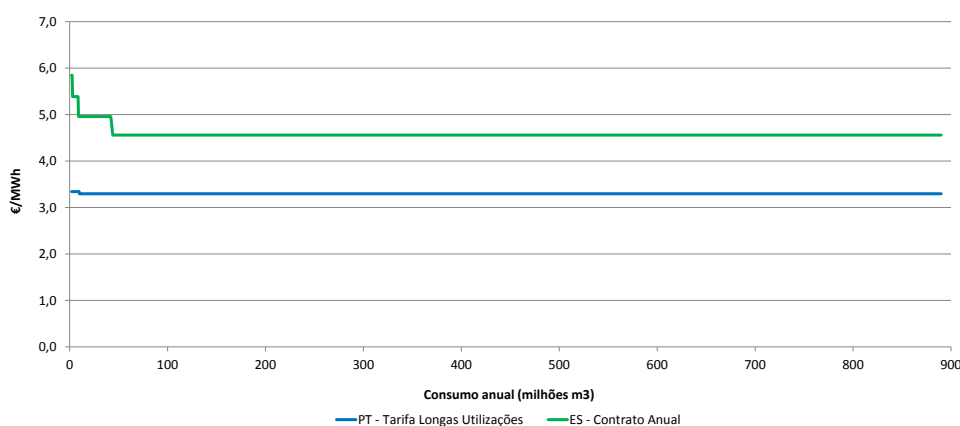


Figura 13-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 137 dias)



13.3.2 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 quatro cenários distintos, com a aplicação da tarifa de longas utilizações, a tarifa de curtas 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 trimestrais, contratos mensais e contratos diários. 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 fixo de condução 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 13-3.

Quadro 13-14 - Coeficientes a aplicar nos contratos de curta duração, em Espanha

Mês	Produto Intradário	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
Maio	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	

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).

A utilização das opções de curta utilização e flexível em Portugal e da opção de curtas durações em Espanha (contratos mensais e diário) implica a perda de prioridade na utilização da capacidade da rede, face aos utilizadores da opção base.

13.3.2.1 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 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 13-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)

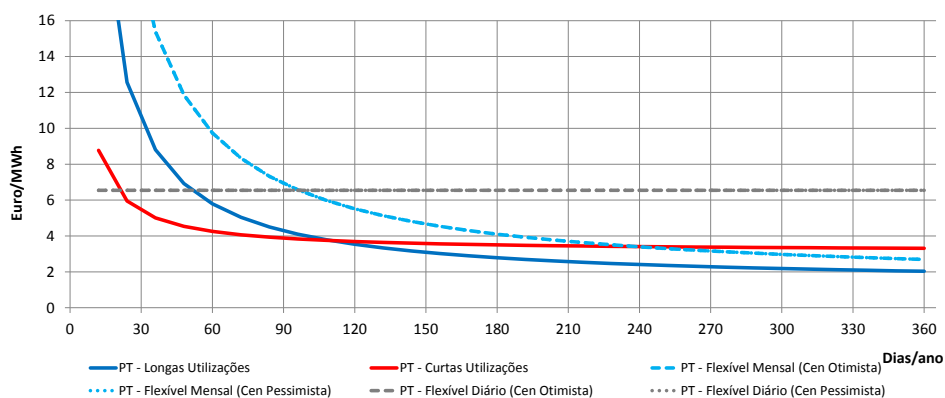


Figura 13-16 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)

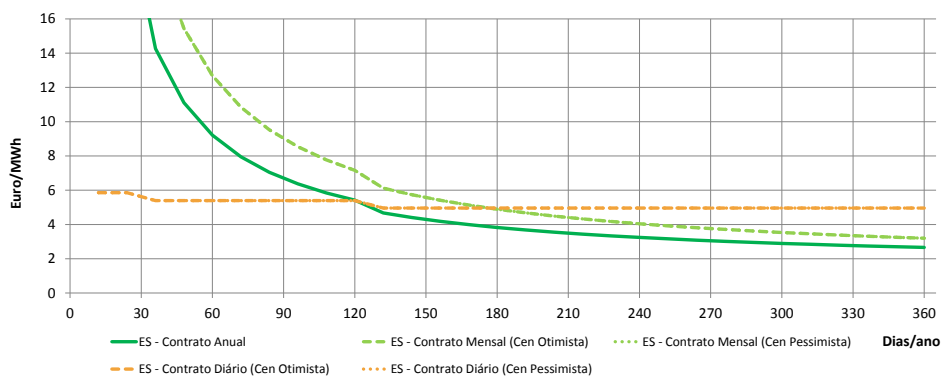


Figura 13-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração superior a 1 ano)

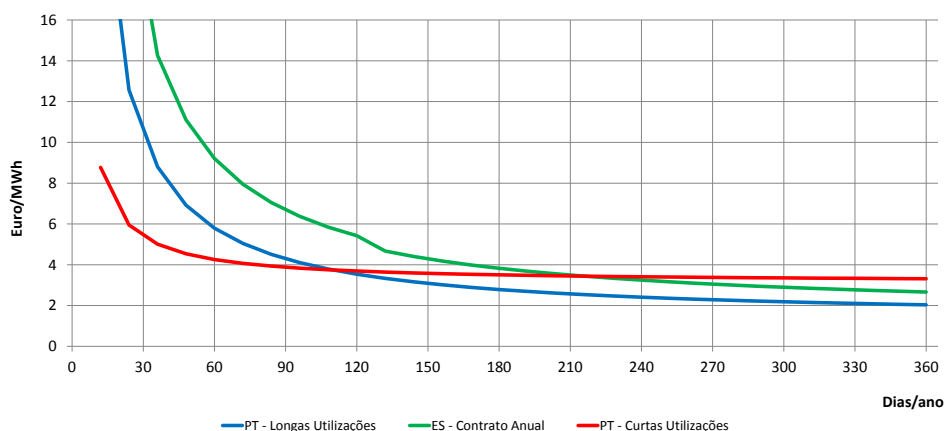
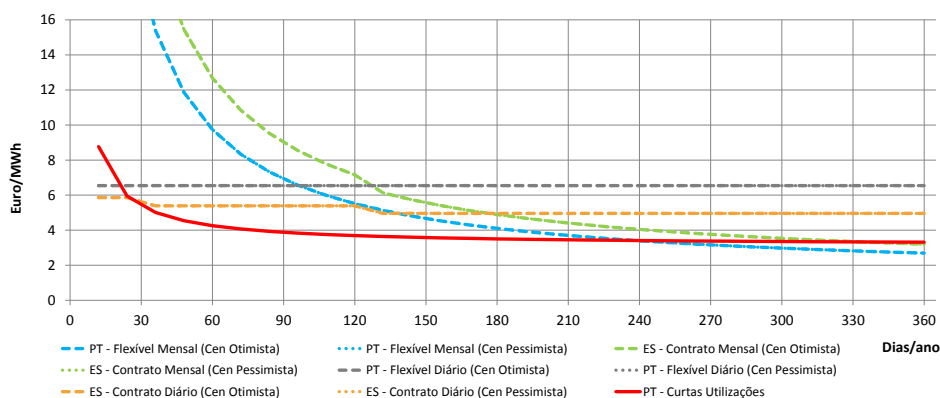


Figura 13-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



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 20 dias. A opção de curtas utilizações é a melhor opção tarifária de acesso às redes com modulações entre 20 e 110 dias. A partir dos 110 dias de modulação 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 Espanha é o mais favorável para modulações reduzidas, inferiores a 20 dias. Para modulações entre 20 dias e aproximadamente 240 dias o contrato de

curtas utilizações em Portugal é o mais vantajoso e para valores de modulações superiores a 240 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 13-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)

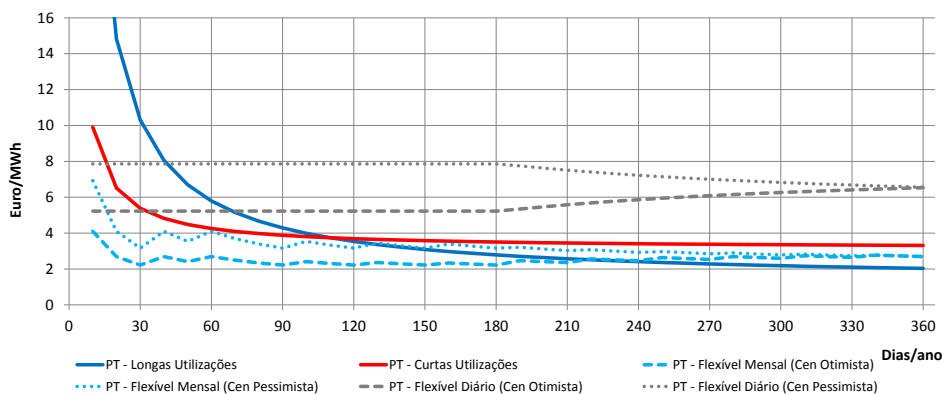


Figura 13-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)

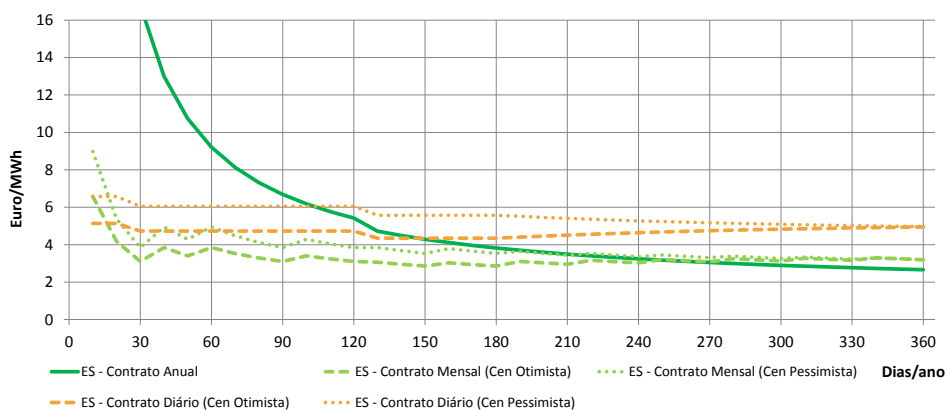


Figura 13-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração superior a 1 ano)

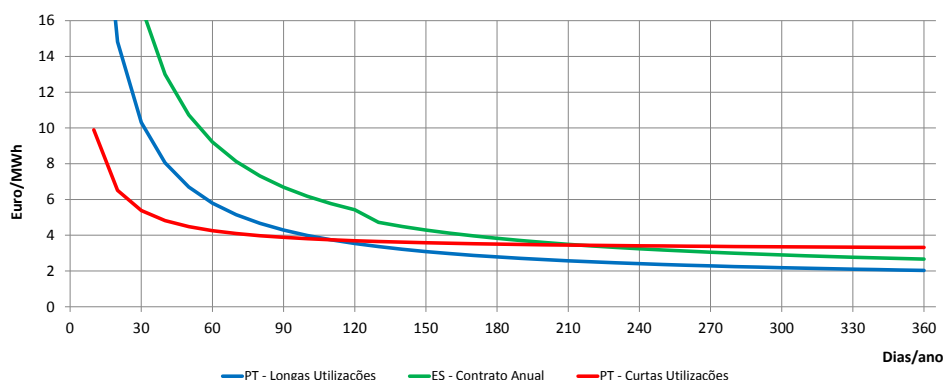
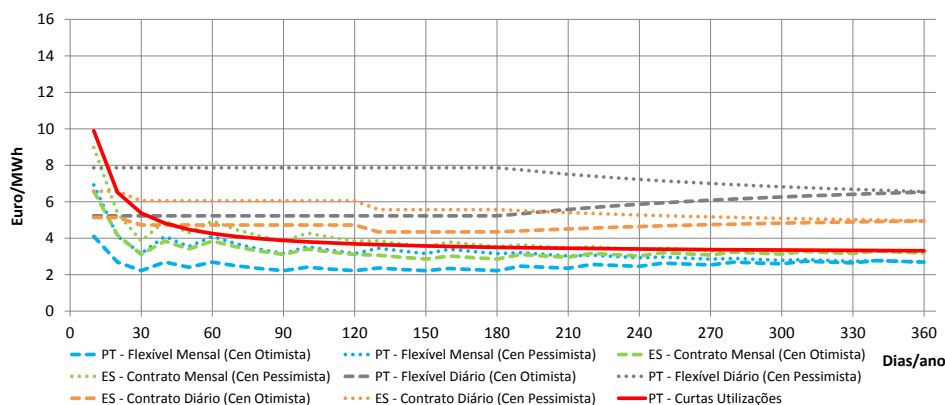


Figura 13-22 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



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 220 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.

13.3.2.2 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 13-23 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)

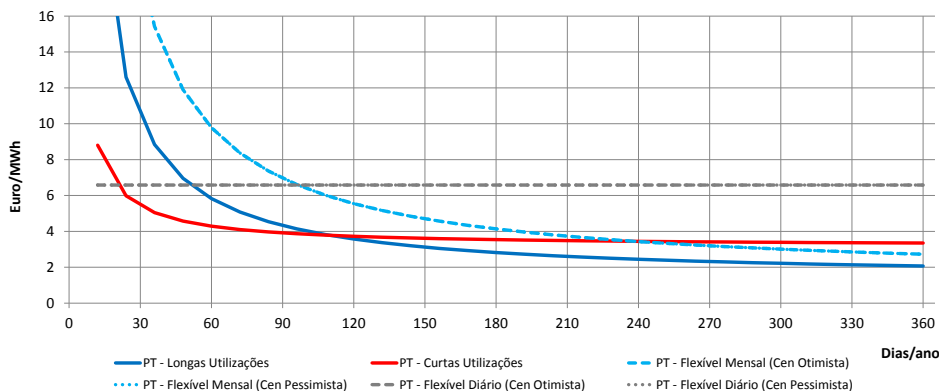


Figura 13-24 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)

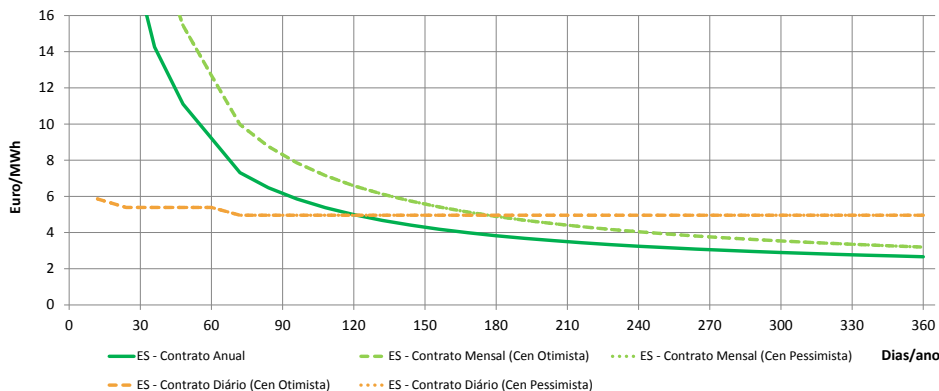


Figura 13-25 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração superior a 1 ano)

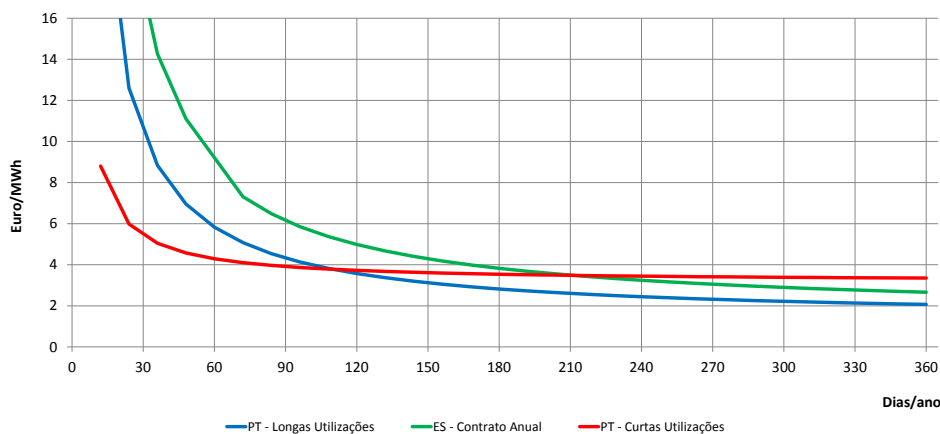
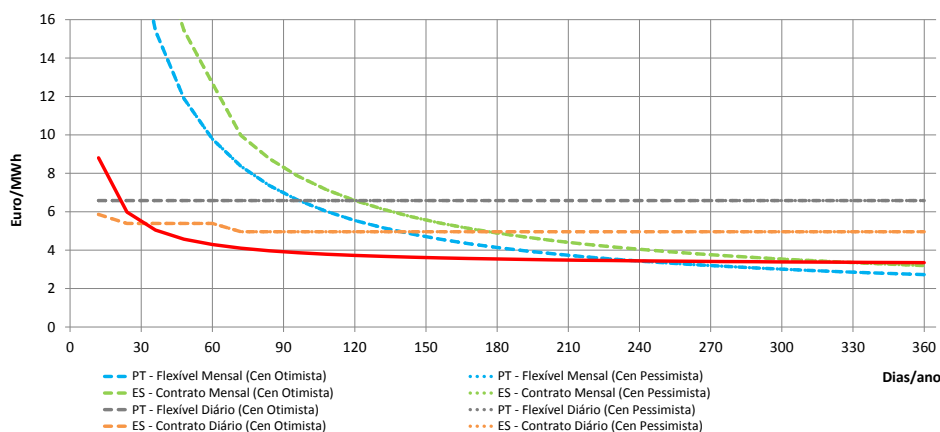


Figura 13-26 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



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 20 dias. A opção de curtas utilizações é a melhor opção tarifária de acesso às redes com modulações entre 20 e 110 dias. A partir dos 110 dias de modulação 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 Espanha é o mais favorável para modulações reduzidas,

inferiores a 20 dias. Para modulações entre 20 dias e aproximadamente 240 dias o contrato de curtas utilizações em Portugal é o mais vantajoso e para valores de modulações superiores a 240 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 13-27 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)

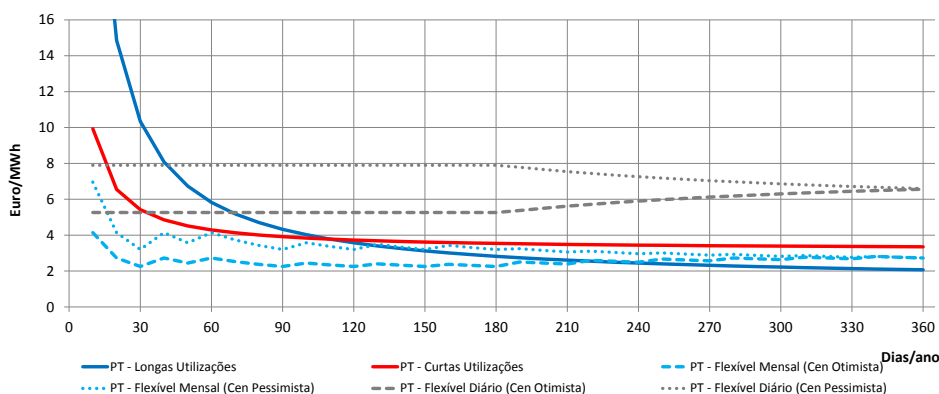


Figura 13-28 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha (contratos com duração superior e inferior a 1 ano)

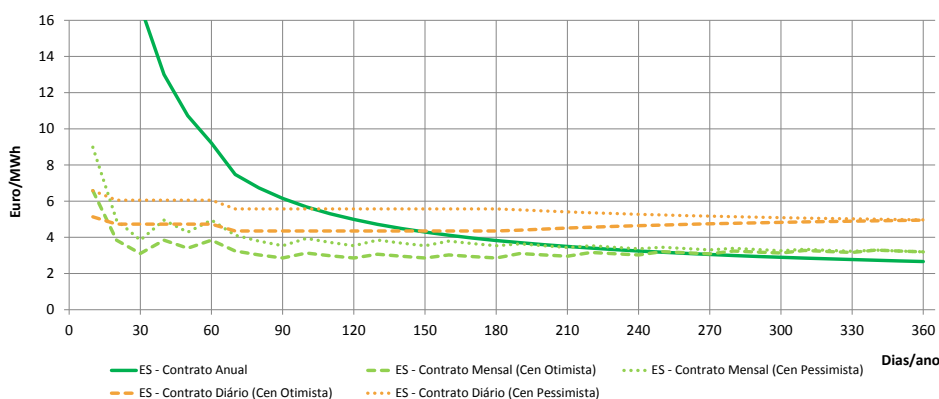


Figura 13-29 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração superior a 1 ano)

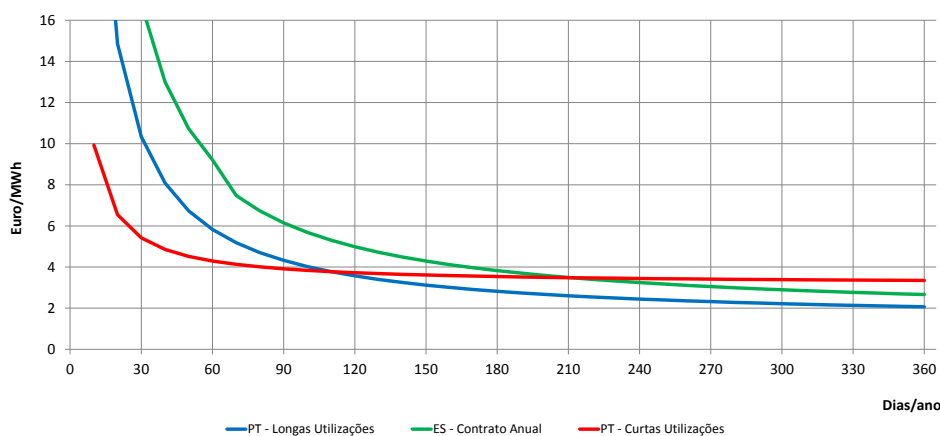
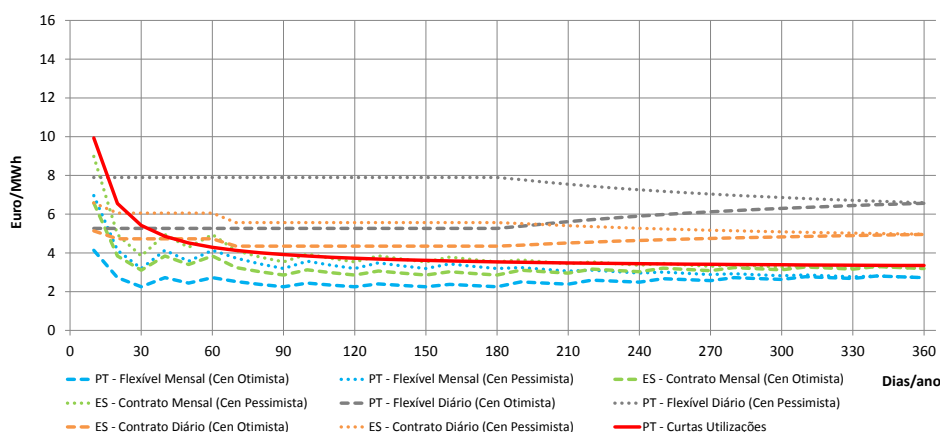


Figura 13-30 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



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 220 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 - ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO

A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro veio permitir às autarquias locais a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, fixando expressamente, como uma das bases de incidência objetiva das mesmas, a utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando, assim, enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, que aprovou as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural e o Anexo III da Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, que estabeleceu o modelo de licença de distribuição local de gás natural, preveem que os custos com as taxas de ocupação do subsolo (TOS) sejam repercutidos sobre os consumidores de gás natural de cada Município, sendo que o valor das taxas de ocupação do subsolo resulta de decisão aprovada em cada Assembleia Municipal.

A legislação referida determinou que é da responsabilidade da ERSE definir a metodologia de repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo pagas pelos operadores da rede de distribuição a cada Município, sobre as entidades comercializadoras ou sobre os consumidores finais respetivos. Esta metodologia está definida no Regulamento Tarifário.

Mais recentemente, a Lei de Orçamento de Estado para 2017, Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro e o Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as disposições necessárias à execução da Lei orçamental, introduziram novas disposições sobre a matéria, designadamente que compete à ERSE avaliar a informação relativa ao cadastro das redes de infraestruturas e as consequências no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras de infraestruturas. A ERSE dirigiu comunicação à entidade competente com vista à obtenção da informação necessária para proceder à referida avaliação, estando no momento a aguardar pela elaboração do quadro legal que regulará esta matéria.

Neste contexto, e enquanto for aplicável, a metodologia aprovada para a repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo estabelece a estrutura de dois preços: um preço fixo e um preço de energia, para dois tipos de fornecimentos: fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ e fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Sem prejuízo do disposto, nos termos do artigo 136.º, n.º 3 do RT, os Municípios podem optar por aplicar um escalão de repercussão da TOS específico aos consumidores enquadrados no n.º 14 do Artigo 23.º do RT.

Esta estrutura de preços das TOS a ser utilizada por todos os operadores de redes, apresentada no Quadro I - 1, 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.

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

De acordo com o RT, as TOS, definidas pelos operadores da rede de distribuição, são função dos montantes pagos a cada Município e proporcionais aos preços publicados no Quadro I - 1. Os valores cobrados por cada Município ao respetivo operador de rede são repercutidos nos consumidores daquele Município.

Os operadores das redes de distribuição disponibilizam nas suas páginas de internet, o valor das taxas de ocupação do subsolo que aplicam às entregas a clientes do Município. Com base nessa informação apresenta-se no Quadro I - 2 as taxas de ocupação do subsolo aplicadas em abril de 2017 pelos operadores das redes, em cada Município, para os fornecimentos em BP< e para os fornecimentos em BP> e MP²⁰.

Importa reforçar que se trata dos valores em vigor em abril de 2017, podendo os mesmos ser alterados durante o ano gás 2017-2018, designadamente em janeiro de 2018. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2016 terá de ter em conta que, em cada ano, não é apenas repassado o valor das TOS cobrada no ano anterior pelo Município, como também são repassados pagamentos já efetuados pelo ORD relativos a dívidas resultantes de decisões do tribunal.

No Quadro I - 3 apresentam-se para os clientes com fornecimentos em BP< e para os clientes com fornecimentos em MP e BP>, o valor médio das TOS, por unidade de energia em €/MWh e o peso do seu pagamento na fatura de acesso às redes mensal destes clientes, considerando as tarifas de acesso às redes a vigorar no ano gás 2017-2018²¹.

No Quadro I - 4 apresentam-se para os clientes com fornecimentos em BP< e para os clientes com fornecimentos em MP e BP>, o valor médio das TOS, por unidade de energia em €/MWh e o peso do seu pagamento na fatura mensal destes clientes, considerando as tarifas aditivas a vigorar no ano gás 2017-2018²².

²⁰ Os restantes Municípios estão a aplicar TOS nulas.

²¹ 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 130 000 m³ (aproximadamente).

²² 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 130 000 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
Lisboagás	Alenquer	0,004544	0,003903	2,568168	0,000482
Setgás	Almada	0,003618	0,003108	2,044948	0,000384
Lisboagás	Amadora	0,002072	0,001780	1,171195	0,000220
Lusitaniagás	Aveiro	0,004141	0,003557	2,340542	0,000439
Lisboagás	Azambuja	0,005071	0,004356	2,866215	0,000538
Setgás	Barreiro	0,007649	0,006571	4,323194	0,000811
Paxgás	Beja	0,036907	0,031705	20,860246	0,003914
Portgás	Braga	0,002083	0,001790	1,177598	0,000221
Lisboagás	Cascais	0,021986	0,018887	12,426559	0,002332
Durienségás	Chaves	0,002110	0,001812	1,192379	0,000224
Lusitaniagás	Coimbra	0,003009	0,002585	1,700572	0,000319
Lusitaniagás	Condeixa	0,003072	0,002639	1,736336	0,000326
Beiragás	Covilhã	0,024502	0,021048	13,848807	0,002599
Portgás	Esposende	0,002123	0,001823	1,199703	0,000225
Lusitaniagás	Estarreja	0,004897	0,004207	2,767936	0,000519
Dianagás	Évora	0,010964	0,009419	6,197224	0,001163
Portgás	Fafe	0,001459	0,001253	0,824548	0,000155
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,000083	0,000071	0,046660	0,000009
Beiragás	Fundão	0,001973	0,001695	1,115336	0,000209
Portgás	Gondomar	0,000286	0,000246	0,161903	0,000030
Portgás	Guimarães	0,001112	0,000956	0,628673	0,000118
Lisboagás	Lisboa	0,007453	0,006402	4,212299	0,000790
Lisboagás	Loures	0,011527	0,009902	6,515364	0,001223
Beiragás	Lousã	0,000556	0,000478	0,314264	0,000059
Lisboagás	Mafra	0,010417	0,008949	5,887856	0,001105
Portgás	Maia	0,007290	0,006263	4,120497	0,000773
Portgás	Matosinhos	0,007474	0,006421	4,224509	0,000793
Lusitaniagás	Mealhada	0,011072	0,009511	6,258062	0,001174
Dourogás	Mirandela	0,003155	0,002711	1,783515	0,000335
Setgás	Moita	0,018880	0,016219	10,671067	0,002002
Lisboagás	Odivelas	0,008836	0,007590	4,994096	0,000937
Lisboagás	Oeiras	0,005630	0,004836	3,182010	0,000597
Lusitaniagás	Ovar	0,004344	0,003731	2,455101	0,000461
Setgás	Palmela	0,007983	0,006857	4,511819	0,000847
Dourogás	Peso da Régua	0,000067	0,000057	0,037593	0,000007
Portgás	Porto	0,003241	0,002784	1,831791	0,000344
Portgás	Póvoa Varzim	0,007517	0,006458	4,248787	0,000797
Portgás	Santo Tirso	0,000364	0,000313	0,205995	0,000039
Setgás	Seixal	0,014392	0,012363	8,134298	0,001526
Dianagás	Sines	0,006636	0,005701	3,750881	0,000704
Lisboagás	Sintra	0,018403	0,015809	10,401418	0,001952
Lisboagás	Torres Vedras	0,009495	0,008157	5,366739	0,001007
Portgás	Valongo	0,000555	0,000477	0,313698	0,000059
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,010153	0,008722	5,738566	0,001077
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,000469	0,000403	0,265052	0,000050
Portgás	Vila Nova Gaia	0,003772	0,003240	2,131974	0,000400
Portgás	Vizela	0,001986	0,001706	1,122780	0,000211

Fonte: Área de concessão da Portgás²³, áreas de concessão do Grupo GALP²⁴, área de concessão da Tagusgás²⁵, e área de concessão da Sonorgás²⁶.

²³ <http://www.edpgasdistribuiçao.pt/index.php?id=420>

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 mensal dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal
Lisboagás	Alenquer	4,5	12,2%	1,0	12,2%
Setgás	Almada	3,6	9,7%	0,8	9,7%
Lisboagás	Amadora	2,0	5,6%	0,4	5,6%
Lusitaniagás	Aveiro	4,1	11,1%	0,9	11,1%
Lisboagás	Azambuja	5,0	13,7%	1,1	13,7%
Setgás	Barreiro	7,5	20,6%	1,7	20,6%
Paxgás	Beja	36,4	99,4%	8,0	99,4%
Portgás	Braga	2,1	5,6%	0,5	5,6%
Lisboagás	Cascais	21,7	59,2%	4,8	59,2%
Duriensegás	Chaves	2,1	5,7%	0,5	5,7%
Lusitaniagás	Coimbra	3,0	8,1%	0,7	8,1%
Lusitaniagás	Condeixa	3,0	8,3%	0,7	8,3%
Beiragás	Covilhã	24,2	66,0%	5,3	66,0%
Portgás	Esposende	2,1	5,7%	0,5	5,7%
Lusitaniagás	Estarreja	4,8	13,2%	1,1	13,2%
Dianagás	Évora	10,8	29,5%	2,4	29,5%
Portgás	Fafe	1,4	3,9%	0,3	3,9%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Beiragás	Fundão	1,9	5,3%	0,4	5,3%
Portgás	Gondomar	0,3	0,8%	0,1	0,8%
Portgás	Guimarães	1,1	3,0%	0,2	3,0%
Lisboagás	Lisboa	7,3	20,1%	1,6	20,1%
Lisboagás	Loures	11,4	31,0%	2,5	31,0%
Beiragás	Lousã	0,5	1,5%	0,1	1,5%
Lisboagás	Mafra	10,3	28,0%	2,3	28,0%
Portgás	Maia	7,2	19,6%	1,6	19,6%
Portgás	Matosinhos	7,4	20,1%	1,6	20,1%
Lusitaniagás	Mealhada	10,9	29,8%	2,4	29,8%
Dourogás	Mirandela	3,1	8,5%	0,7	8,5%
Setgás	Moita	18,6	50,8%	4,1	50,8%
Lisboagás	Odivelas	8,7	23,8%	1,9	23,8%
Lisboagás	Oeiras	5,6	15,2%	1,2	15,2%
Lusitaniagás	Ovar	4,3	11,7%	0,9	11,7%
Setgás	Palmela	7,9	21,5%	1,7	21,5%
Dourogás	Peso da Régua	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Portgás	Porto	3,2	8,7%	0,7	8,7%
Portgás	Póvoa Varzim	7,4	20,2%	1,6	20,2%
Portgás	Santo Tirso	0,4	1,0%	0,1	1,0%
Setgás	Seixal	14,2	38,7%	3,1	38,7%
Dianagás	Sines	6,5	17,9%	1,4	17,9%
Lisboagás	Sintra	18,1	49,5%	4,0	49,5%
Lisboagás	Torres Vedras	9,4	25,6%	2,1	25,6%
Portgás	Valongo	0,5	1,5%	0,1	1,5%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	10,0	27,3%	2,2	27,3%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,5	1,3%	0,1	1,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	3,7	10,2%	0,8	10,2%
Portgás	Vizela	2,0	5,3%	0,4	5,3%

²⁴ <http://galpgasnaturaldistribuicao.pt/>

²⁵ http://www.tagusgas.pt/index.php?_comp=destaque&id=10

²⁶ <http://www.sonorgas.pt/pt/servicos/clientes/taxa-ocupacao-subsolo/>

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

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Total Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Total Mensal
Lisboagás	Alenquer	4,5	7,1%	1,0	3,1%
Setgás	Almada	3,6	5,6%	0,8	2,5%
Lisboagás	Amadora	2,0	3,2%	0,4	1,4%
Lusitaniagás	Aveiro	4,1	6,4%	0,9	2,8%
Lisboagás	Azambuja	5,0	7,9%	1,1	3,5%
Setgás	Barreiro	7,5	11,9%	1,7	5,2%
Paxgás	Beja	36,4	57,3%	8,0	25,3%
Portgás	Braga	2,1	3,2%	0,5	1,4%
Lisboagás	Cascais	21,7	34,2%	4,8	15,0%
Duriensegás	Chaves	2,1	3,3%	0,5	1,4%
Lusitaniagás	Coimbra	3,0	4,7%	0,7	2,1%
Lusitaniagás	Condeixa	3,0	4,8%	0,7	2,1%
Beiragás	Covilhã	24,2	38,1%	5,3	16,8%
Portgás	Esposende	2,1	3,3%	0,5	1,5%
Lusitaniagás	Estarreja	4,8	7,6%	1,1	3,4%
Dianagás	Évora	10,8	17,0%	2,4	7,5%
Portgás	Fafe	1,4	2,3%	0,3	1,0%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Beiragás	Fundão	1,9	3,1%	0,4	1,4%
Portgás	Gondomar	0,3	0,4%	0,1	0,2%
Portgás	Guimarães	1,1	1,7%	0,2	0,8%
Lisboagás	Lisboa	7,3	11,6%	1,6	5,1%
Lisboagás	Loures	11,4	17,9%	2,5	7,9%
Beiragás	Lousã	0,5	0,9%	0,1	0,4%
Lisboagás	Mafra	10,3	16,2%	2,3	7,1%
Portgás	Maia	7,2	11,3%	1,6	5,0%
Portgás	Matosinhos	7,4	11,6%	1,6	5,1%
Lusitaniagás	Mealhada	10,9	17,2%	2,4	7,6%
Dourogás	Mirandela	3,1	4,9%	0,7	2,2%
Setgás	Moita	18,6	29,3%	4,1	12,9%
Lisboagás	Odivelas	8,7	13,7%	1,9	6,0%
Lisboagás	Oeiras	5,6	8,7%	1,2	3,9%
Lusitaniagás	Ovar	4,3	6,7%	0,9	3,0%
Setgás	Palmela	7,9	12,4%	1,7	5,5%
Dourogás	Peso da Régua	0,1	0,1%	0,0	0,0%
Portgás	Porto	3,2	5,0%	0,7	2,2%
Portgás	Póvoa Varzim	7,4	11,7%	1,6	5,1%
Portgás	Santo Tirso	0,4	0,6%	0,1	0,2%
Setgás	Seixal	14,2	22,4%	3,1	9,9%
Dianagás	Sines	6,5	10,3%	1,4	4,5%
Lisboagás	Sintra	18,1	28,6%	4,0	12,6%
Lisboagás	Torres Vedras	9,4	14,7%	2,1	6,5%
Portgás	Valongo	0,5	0,9%	0,1	0,4%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	10,0	15,8%	2,2	6,9%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,5	0,7%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	3,7	5,9%	0,8	2,6%
Portgás	Vizela	2,0	3,1%	0,4	1,4%