

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL
PARA O ANO GÁS 2009-2010**

Junho/2009

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1	INTRODUÇÃO	13
2	PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE	15
2.1	Pressupostos e opções metodológicas	15
2.2	Proveitos permitidos para cada actividade	31
2.2.1	Recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	31
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	32
2.2.3	Transporte de Gás Natural	34
2.2.4	Gestão Técnica Global do Sistema	34
2.2.5	Distribuição de gás natural	35
2.2.6	Compra e Venda de gás natural	38
2.2.6.1	Comercializadores de último recurso grossista	38
2.2.6.2	Comercializador de último recurso a grandes clientes	39
2.2.6.3	Comercializador de último recurso retalhista	39
2.2.7	Comercialização de gás natural	42
2.2.7.1	Comercializador de último recurso a grandes clientes	42
2.2.8	Comercializador de último recurso retalhista	42
2.2.9	Compensações entre entidades reguladas	45
3	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2009-2010	46
3.1	Tarifas publicadas pela ERSE	46
3.2	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	50
3.2.1	Preços da parcela de Recepção de GNL	50
3.2.2	Preços da parcela de Armazenamento de GNL	50
3.2.3	Preços da parcela de regaseificação de GNL	51
3.2.4	Síntese dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	52
3.3	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	53
3.4	Tarifas por actividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural	55
3.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	55
3.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	56
3.5	Tarifas por actividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural	58
3.5.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	58
3.5.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	59
3.5.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	60
3.5.3.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	61
3.5.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >	61
3.5.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <	62
3.6	Tarifas por actividade do Comercializador de Último Recurso Grossista	62

3.6.1	Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso.....	62
3.6.2	Tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	63
3.6.3	Tarifa de Comercialização da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes	64
3.7	Tarifas por actividade dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas.....	65
3.7.1	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	65
3.7.2	Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas	68
3.8	Tarifas de venda a Clientes Finais de gás natural	69
3.8.1	Tarifas a vigorar no ano gás 2009-2010	70
3.8.1.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista	70
3.8.1.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	70
3.9	Tarifas de Acesso às Redes	75
3.9.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	75
3.9.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	76
4	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2009-2010	77
4.1	Enquadramento Regulamentar	77
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas reguladas	77
4.2.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	77
4.2.2	Encargos com a rede a construir	79
4.2.3	Preço de leitura extraordinária	80
4.2.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	80
4.3	Preços dos serviços regulados para o ano gás 2009-2010	80
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	80
4.3.2	Encargos com a rede a construir	84
4.3.3	Preço de leitura extraordinária	84
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	85
5	ANÁLISE DE IMPACTES	87
5.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Actividade.....	87
5.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	87
5.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	88
5.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	89
5.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	90
5.1.5	Impacte no Preço Médio das tarifas da RNTIAT.....	90
5.1.6	Tarifas de Uso da rede de distribuição	91
5.1.7	Tarifa de Comercialização.....	92
5.2	Impacte no Preço Médio das Tarifas de Acesso às Redes	93
5.2.1	Fornecimentos em Alta Pressão	94
5.2.2	Fornecimentos em Média Pressão	95
5.2.3	Fornecimentos em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	96

5.2.4	Fornecimentos em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores a 10 000 m ³	97
5.3	Impacte no Preço Médio das Tarifas de Venda a Clientes Finais	98
5.3.1	Fornecimentos Superiores ou iguais a 2 000 000 m ³	98
5.3.2	Fornecimentos Superiores a 10 000 m ³ e Inferiores a 2 000 000 m ³	99
5.3.3	Fornecimentos Inferiores ou Iguais a 10 000 m ³	100
5.3.4	Estrutura do Preço Médio das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso em 2009-2010	100
ANEXOS	103
ANEXO I SIGLAS	105
ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	109
ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2009-2010”	113
ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2009-2010”	127

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores a 10 000 m ³ /ano	4
Quadro 0-2 - Variação das tarifas por actividade das infra-estruturas do Sistema Nacional de Gás Natural entre 2008-2009 e 2009-2010	4
Quadro 0-3 - Pressupostos	8
Quadro 0-4 – Compensações atribuídas nos contratos de concessão	9
Quadro 0-5 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2009-2010	11
Quadro 0-6 - Proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010, por actividade	12
Quadro 2-1 – Margem de comercialização do comercializador de último recurso grossista	18
Quadro 2-2 – Ajustamentos dos anos gás de 2007-2008 e de 2008-2009 a repercutir no ano gás 2009-2010.....	19
Quadro 2-3 – Devolução do desvio do custo de aquisição de energia, anterior à regulação.	19
Quadro 2-4 - Quantidades do ano gás 2009-2010 para cálculo do custo com capital	20
Quadro 2-5 - Quantidades dos comercializadores.....	21
Quadro 2-6 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2009-2010	21
Quadro 2-7 – Reavaliação do imobilizado do operador da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (REN Atlântico).....	28
Quadro 2-8 - Reavaliação do imobilizado do operador da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural (REN Armazenagem)	29
Quadro 2-9 – Reavaliação do imobilizado do operador da rede de Transporte de gás natural (REN Gasodutos)	29
Quadro 2-10 – Reavaliação do imobilizado dos operadores das redes de Distribuição de gás natural.....	30
Quadro 2-11 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	32
Quadro 2-12 – Proveitos permitidos Armazenamento Subterrâneo de gás natural	33
Quadro 2-13 – Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural.....	34
Quadro 2-14 – Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema	34
Quadro 2-15 – Proveitos permitidos dos operadores da actividade de Distribuição de gás natural	36
Quadro 2-16 – Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da actividade de Distribuição de gás natural	37
Quadro 2-17 – Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	38
Quadro 2-18 – Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes.....	39
Quadro 2-19 – Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	40
Quadro 2-20 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista.....	41
Quadro 2-21 – Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes.....	42

Quadro 2-22 – Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	43
Quadro 2-23 – Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	44
Quadro 2-24 - Compensação entre os ORD no ano gás 2009-2010	45
Quadro 2-25 - Compensação entre os CURr no ano gás 2009-2010	45
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas	47
Quadro 3-2 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL	50
Quadro 3-3 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL	51
Quadro 3-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL	51
Quadro 3-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração	51
Quadro 3-6 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	52
Quadro 3-7 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a aplicar nas entregas à RNTGN	52
Quadro 3-8 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de Curta Duração a aplicar nas entregas à RNTGN.....	53
Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a aplicar nas entregas a camiões cisterna	53
Quadro 3-10 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	54
Quadro 3-11 - Cálculo da percentagem da facturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo recebida pela Transgás Armazenagem, a transferir mensalmente para a REN Armazenagem.....	55
Quadro 3-12 - Preço de energia da tarifa de Uso Global do Sistema	56
Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte	56
Quadro 3-14 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da rede de Transporte.....	57
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar nas entregas a redes internacionais.....	57
Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte de Curta Duração a aplicar nas entregas a redes internacionais	58
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de UGS dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.....	59
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	60
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP	61
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de curtas utilizações de URD em MP.....	61
Quadro 3-21 - Preços da tarifa de URD em BP >	62
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de URD em BP <	62
Quadro 3-23 - Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	63
Quadro 3-24 - Tarifa de Energia da Comercialização de último recurso a grandes clientes	64

Quadro 3-25 - Tarifa de Comercialização da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes.....	65
Quadro 3-26 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	67
Quadro 3-27 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores a 10 000 m ³	67
Quadro 3-28 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) por ano.....	68
Quadro 3-29 - Tarifa de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m ³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m ³ (n) por ano.....	69
Quadro 3-30 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	70
Quadro 3-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	71
Quadro 3-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	71
Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	72
Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	72
Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	72
Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lisboagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	73
Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	73
Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	73
Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	74
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	74
Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Sonorgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	74
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	75
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	75
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas internacionais a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	75
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	76
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2009-2010.....	76

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10.000 m ³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2009-2010	76
Quadro 4-1 - Custos de prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural	78
Quadro 4-2 – Variação de preços face à proposta do valor mais baixo	79
Quadro 4-3 – Prestação do serviço de interrupção e restabelecimento no horário laboral (comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)	81
Quadro 4-4 – Prestação do serviço de interrupção e restabelecimento no horário nocturno (comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)	81
Quadro 4-5 - Prestação do serviço de interrupção e restabelecimento no Sábado (comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)	82
Quadro 4-6 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural	83
Quadro 4-7 - Encargos com a rede a construir	84
Quadro 4-8 – Preço do serviço de leitura extraordinária	85
Quadro 4-9 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 mil m ³)	85
Quadro 5-1 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	87
Quadro 5-2 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	88
Quadro 5-3 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte	89
Quadro 5-4 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema	90
Quadro 5-5 - Proveitos, quantidades e preço médio associados às tarifas de uso da RNTIAT	91
Quadro 5-6 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da rede de distribuição	91
Quadro 5-7 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização	92
Quadro 5-8 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes em AP	94
Quadro 5-9 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes em MP	95
Quadro 5-10 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes em BP>	96
Quadro 5-11 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes em BP<	97
Quadro 5-12 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores ou iguais a 2 milhões de m ³	98
Quadro 5-13 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 000 000 m ³	99
Quadro 5-14 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Mapa com as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão para fornecimentos inferiores a 10 000 m ³ entre 2008-2009 e 2009-2010.....	5
Figura 0-2 – Preço médio por escalão de BP< 10 000m ³ em cada CUR retalhista em percentagem da tarifa nacional	6
Figura 0-3 - Comparação da facturação de gás natural de consumidores típicos em baixa pressão com consumos inferiores a 10 000 m ³	7
Figura 0-4 - Representatividade dos escalões de consumo aplicáveis aos consumidores tipo.....	8
Figura 2-1 – Quantidade e investimentos previstos.....	24
Figura 2-2 – Quantidade e investimentos previstos descontados	25
Figura 2-3 – Custo unitário de investimento com informação enviada pelas empresas (grupo Galp, Sonorgás, Tagusgás).....	26
Figura 2-4 – Custo unitário de investimento considerado na definição dos proveitos (grupo Galp, Sonorgás, Tagusgás)	27
Figura 3-1 - Evolução trimestral da tarifa de Energia e dos custos de aprovisionamento.....	63
Figura 3-2 - Evolução trimestral da tarifa de Energia e da tarifa de Energia anual aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³ (n) durante o ano gás 2008-2009.....	66
Figura 3-3 - Composição do preço da tarifa de Energia aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³ (n) durante o ano gás 2009-2010.....	67
Figura 5-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	88
Figura 5-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	89
Figura 5-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT	89
Figura 5-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	90
Figura 5-5 - Preço médio da tarifa de Uso da RNTIAT	91
Figura 5-6 - Preço médio da tarifa de Uso da rede de distribuição.....	92
Figura 5-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização.....	93
Figura 5-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes em AP.....	94
Figura 5-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes em MP	95
Figura 5-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes em BP>	96
Figura 5-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes em BP<	97
Figura 5-12 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores ou iguais a 2 milhões de m ³ , 2009-2010	98
Figura 5-13 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 000 000 m ³ , 2009-2010.....	99
Figura 5-14 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ , 2009-2010.....	100
Figura 5-15 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009-2010	101
Figura 5-16 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009-2010.....	101

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO

O ano de 2007 marcou o início do estabelecimento das tarifas das actividades do sector do gás natural reguladas pela ERSE. De acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE incidiu sobre as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de Armazenamento Subterrâneo, de Gestão Técnica Global do Sistema e de Transporte de gás natural. A fixação pela ERSE das tarifas de Acesso às infra-estruturas de alta pressão reguladas aplicadas a partir de 1 de Julho de 2007, conduziu a uma redução de 8,4% no preço médio destas infra-estruturas. As tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural (GNL), Uso do Armazenamento Subterrâneo, Uso da Rede de Transporte, Uso Global do Sistema e por fim Acesso às Redes de Alta Pressão, foram aprovadas através do Despacho n.º 13 315/2007, de 27 de Junho.

No primeiro semestre de 2008, passou a caber à ERSE, em regime transitório, homologar as tarifas de venda dos fornecimentos de gás natural, designadamente as tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem no primeiro e segundo trimestres, tendo sido aplicado nos termos do Regulamento Tarifário, um regime semelhante ao que vigorou até esta data da responsabilidade do Ministério da Economia e Inovação. Esta homologação foi aplicada de forma extensiva a todos os fornecimentos, tendo sido divulgado na página de internet da ERSE todos os pressupostos e fórmulas de aplicação das tarifas, o que resultou num aumento da transparência do sector em benefício de todos os consumidores de gás natural. As tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorarem no 1.º e 2.º trimestres de 2008 foram aprovadas através dos Despachos n.º 731/2008, de 7 de Janeiro e n.º 11 830/2008, de 24 de Abril de 2008, respectivamente. Neste processo de homologação das tarifas de gás natural foi incorporada a redução de custos das infra-estruturas de alta pressão, registada a partir de 1 de Julho de 2007 (a redução transferida para os consumidores de gás natural foi de 42,9 €/MJ, representando 0,7% do custo total do gás natural à saída da rede de transporte).

Em 1 de Julho de 2008 o processo de regulação das tarifas pela ERSE aprofundou-se sendo o anterior regime de homologação substituído por um regime de aprovação das tarifas de Acesso às Redes de Distribuição e das tarifas de Venda a Clientes Finais. Estabeleceram-se metas de eficiência para a redução dos custos operacionais nas actividades de redes, aprofundou-se a transparência e clareza na determinação dos custos ao longo da cadeia de valor do gás natural e melhorou-se a sua afectação aos consumidores através da aplicação do princípio da aditividade tarifária. Foi assim possível anunciar em 1 de Julho de 2008 que todos os consumidores beneficiaram da regulação através de uma redução nominal nas tarifas de Venda a Clientes Finais de -1,2%, aprofundando-se significativamente a uniformidade tarifária em todo o território nacional, através da aplicação de reduções tarifárias mais acentuadas nas áreas de distribuição que apresentavam preços mais elevados. As tarifas de utilização

das infra-estruturas de alta pressão (terminal de GNL, armazenamento subterrâneo e rede de transporte) e das redes de distribuição em média e baixa pressão, assim como, as tarifas de energia e de comercialização integradas nas actividades de comercialização de último recurso e por fim as tarifas de Venda a Clientes Finais, foram aprovadas através do Despacho n.º 17 630/2008, de 30 de Junho.

Mais recentemente foram aplicados ao longo dos trimestres do ano gás 2008-2009 ajustamentos trimestrais automáticos aos preços de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000m³ reflectindo-se de forma rápida a evolução dos custos unitários de aprovisionamento de gás natural no âmbito dos contratos de *take or pay*, celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 140/2006, indexados aos preços de energia (petróleo) registados nos mercados internacionais. As tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorarem no 4.º trimestre de 2008 e no 1.º e 2.º trimestres de 2009 foram aprovadas através dos Despachos n.º 24 493/2008, de 30 de Setembro, n.º 1 802/2009, de 14 de Janeiro e n.º 9 677/2009, de 7 de Abril.

A cadeia de valor do sector do gás natural situada em Portugal continental inclui um conjunto muito vasto de infra-estruturas e actividades, a saber: (i) terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, que permite a injeção de gás natural proveniente de várias origens por via marítima no sistema, (ii) transporte de gás natural em alta pressão, que permite transportar o gás natural desde os pontos de entrada na rede (terminal, interligação com Espanha e armazenamento subterrâneo) até aos pontos de entrega a clientes ligados directamente à rede de transporte ou às redes de distribuição, (iii) gestão global do sistema, que compreende a coordenação técnica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, (iv) armazenamento de gás natural em alta pressão, (v) distribuição de gás natural em média pressão e em baixa pressão, que permite distribuir o gás natural até aos pontos de entrega a clientes e (vi) comercialização de gás natural, que inclui o aprovisionamento de gás natural e a sua venda aos clientes.

As actividades (i) a (v) apresentam características de monopólio natural, estando sujeitas à regulação pela ERSE. A actividade (vi) é exercida quer em regime de mercado quer em regime de último recurso sendo esta última também sujeita à regulação pela ERSE.

As tarifas a vigorar entre Julho de 2009 e Junho de 2010 (ano gás 2009-2010) são as seguintes:

- Tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão.
- Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso.

- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais, pagas pelos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso, são obtidas por soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização.

PROCESSO DE APROVAÇÃO DAS TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2009-2010, a ERSE submeteu, em 15 de Abril de 2009, a parecer do Conselho e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas uma proposta de tarifas e preços. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer até 15 de Maio.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos, elaborando agora a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2009-2010 e publicando o respectivo despacho em Diário da República, conforme dispõe o Regulamento Tarifário.

A aprovação das tarifas e preços de gás natural é justificada através do presente documento e dos demais documentos complementares que o acompanham devidamente reformulados tendo em conta a análise do parecer do Conselho Tarifário e dos comentários recebidos. Os documentos que justificam a aprovação das tarifas e preços são ainda divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do Conselho Tarifário e dos comentários da ERSE sobre o mesmo. Estes documentos justificam os pressupostos e as decisões que estão na base da definição das tarifas e preços de gás natural, dos proveitos permitidos associados às actividades reguladas e dos preços dos serviços regulados para o ano gás 2009-2010. Estes documentos fazem parte integrante das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2009-2010.

VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas reguladas para 2009-2010 resultam numa redução tarifária global para os consumidores de gás natural com consumos anuais inferiores a 10 000 m³, conforme consta no quadro seguinte.

Quadro 0-1 - Variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores a 10 000 m³/ano

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2009-2010/2008-2009
Consumo < 10 000 m ³ /ano	-3,9%

No quadro seguinte apresentam-se as variações tarifárias aplicáveis às infra-estruturas do Sistema Nacional de Gás Natural.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas por actividade das infra-estruturas do Sistema Nacional de Gás Natural entre 2008-2009 e 2009-2010

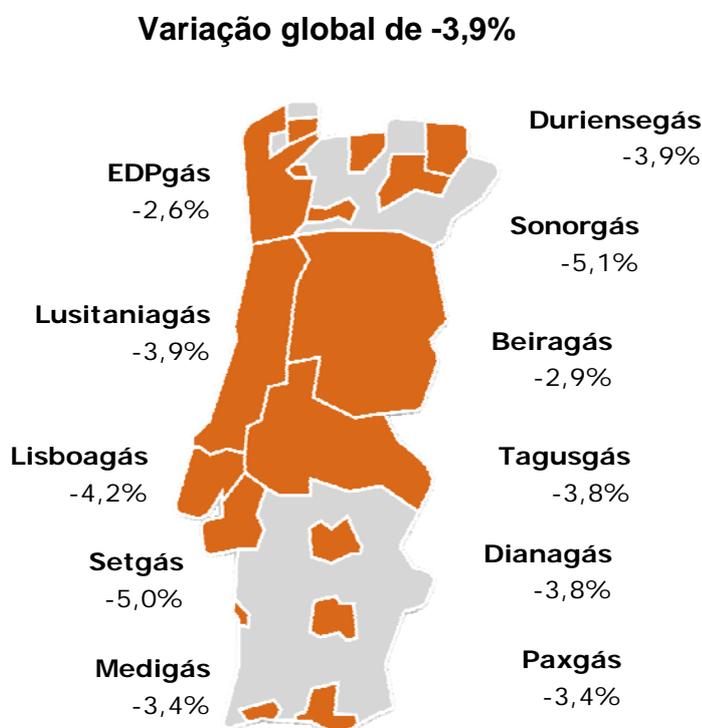
	Variação 2009-2010/2008-2009
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	11%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	25%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-7%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-17%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-5%

UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

Em 2009-2010 é dado mais um passo significativo na implementação da uniformidade tarifária das Tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores a 10 000 m³.

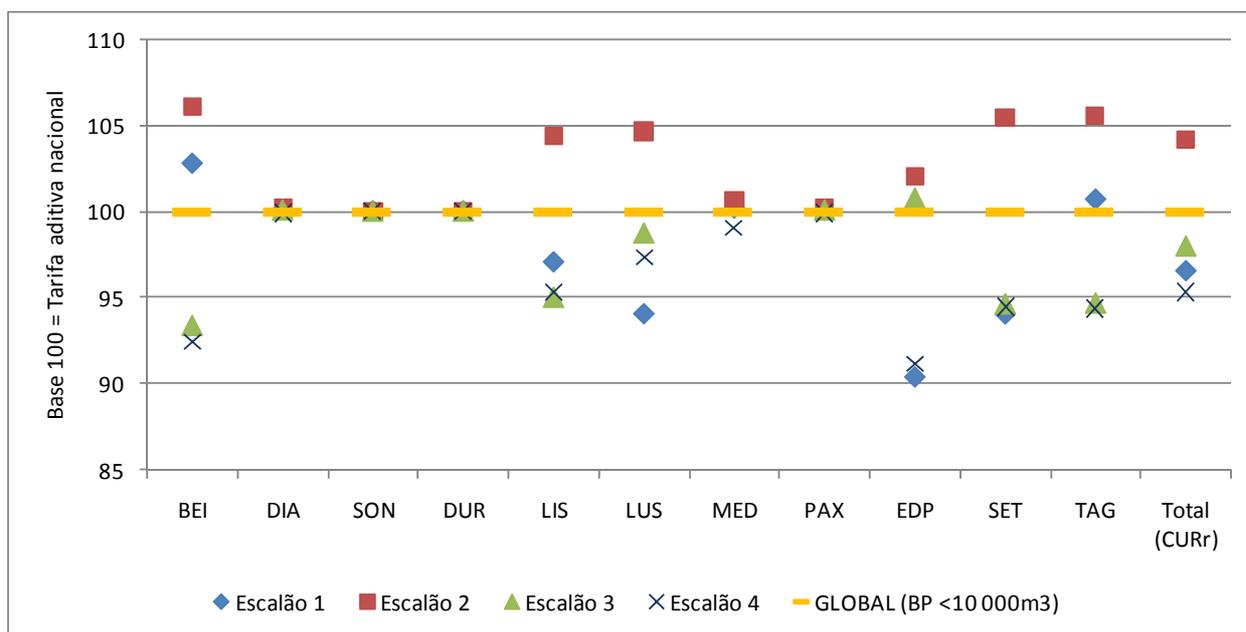
Na figura seguinte apresentam-se as variações aplicadas aos vários comercializadores de último recurso regionais evidenciando-se a sua área de intervenção geográfica. A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão para fornecimentos inferiores a 10 000 m³ é diferenciada por região, o que representa um contributo significativo no sentido da promoção da uniformidade tarifária em todo o território nacional, através da aplicação de reduções tarifárias mais acentuadas nas regiões com preços mais elevados. As tarifas apresentam variações tarifárias entre -2,6%, na EDPgás e -5,1% na Sonorgás. Importa salientar que as tarifas actualmente em vigor apresentam preços diferenciados em resultado das condições estabelecidas em cada um dos contratos de concessão celebrados com empresas distintas em horizontes temporais também distintos.

Figura 0-1 - Mapa com as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais em baixa pressão para fornecimentos inferiores a 10 000 m³ entre 2008-2009 e 2009-2010



Na figura seguinte apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais e a tarifa nacional para BP < 10 000 m³, por escalão de consumo. Em termos médios a uniformidade tarifária encontra-se assegurada por região. Por escalão de consumo ainda não é possível assegurar a uniformidade tarifária embora os valores sejam próximos.

Figura 0-2 – Preço médio por escalão de BP < 10 000m³ em cada CUR retalhista em percentagem da tarifa nacional

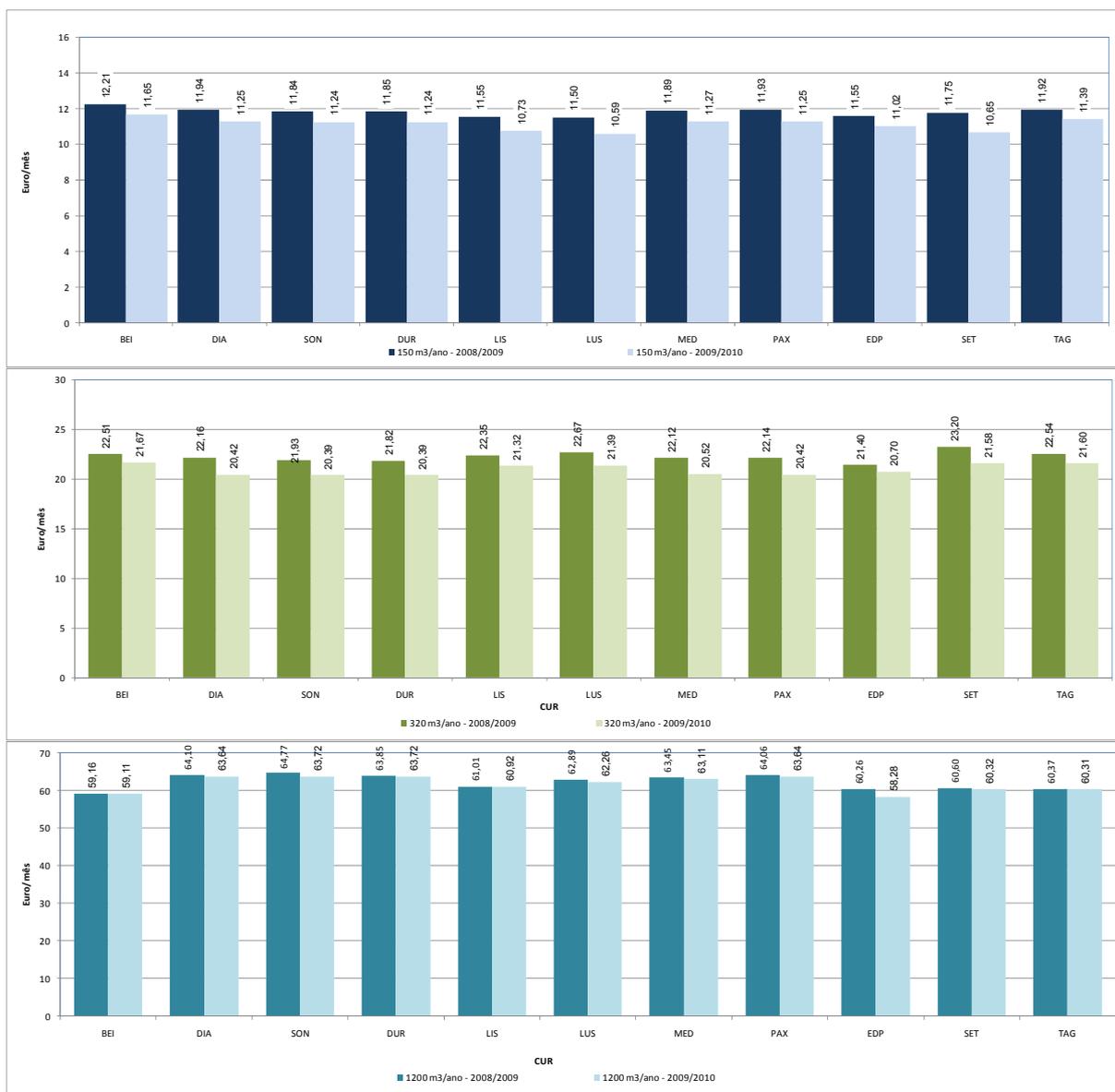


Legenda:

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

Na figura seguinte compara-se para cada uma das áreas geográficas de comercialização de último recurso as facturas mensais de gás natural de três consumidores tipo: consumos de 150m³/ano representativo de um casal sem filhos, 320 m³/ano representativo de um casal com filhos e 1 200 m³/ano representativo de um agregado familiar com aquecimento central a gás natural ou um consumidor do sector serviços ou pequena indústria. Apresentam-se os resultados com as tarifas actualmente em vigor e bem como com as tarifas aplicáveis em 2009-2010. Regista-se uma redução significativa da globalidade das tarifas e uma convergência acentuada para a uniformidade tarifária.

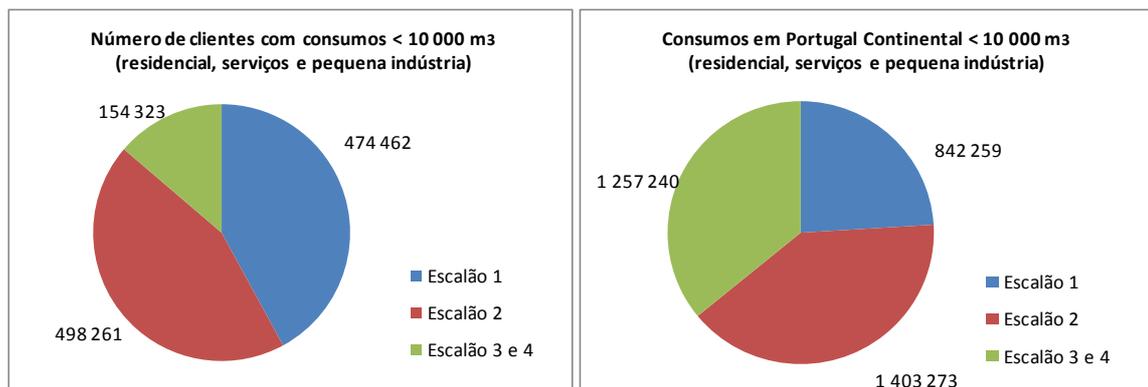
Figura 0-3 - Comparação da facturação de gás natural de consumidores típicos em baixa pressão com consumos inferiores a 10 000 m³



Legenda:

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

Estes consumidores enquadram-se respectivamente no primeiro (150 m³), segundo (320 m³) e terceiro/quarto (1 200 m³) escalões de consumo de gás natural, cuja representatividade em termos de número de clientes e de consumo se apresenta na figura seguinte.

Figura 0-4 - Representatividade dos escalões de consumo aplicáveis aos consumidores tipo

A uniformidade tarifária pressupõe naturalmente a existência de um mecanismo de compensação tarifária entre as várias empresas de distribuição e de comercialização de último recurso.

PRINCIPAIS DETERMINANTES DAS VARIAÇÕES DAS TARIFAS

- Pressupostos

No quadro seguinte apresenta-se uma síntese dos pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2009-2010.

Quadro 0-3 - Pressupostos

Pressupostos	Parâmetros	Valor
Taxa de inflação	Deflador do PIB: - 2009 - 2010	2,4% 2,5%
Taxa de remuneração da base de activos regulada	-Terminal de GNL -Rede de Transporte de gás natural -Gestão Técnica Global do Sistema -Armazenamento Subterrâneo de gás natural -Rede de Distribuição de gás natural	8% 8% 8% 8% 9%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, dia 31/12/2008, acrescida de 0,5%	3,39%
Taxa de juro para a margem de comercialização	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, dia 31 /03/2009, acrescida de 1,5 %	3,01%
Custo unitário de aquisição de gás natural	Custo unitário do gás natural, incluindo custos com uso do terminal de GNL, com o uso do armazenamento subterrâneo e custos de funcionamento do comercializador de SNGN.	1,8 cent€/kWh

- Compensações estabelecidas nos novos contratos de concessão

O Quadro 0-4 evidencia as compensações atribuídas legalmente aos operadores do sector do gás natural nos contratos de concessão, no âmbito do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho de 2006, o qual estabelece as bases de concessão das empresas das actividades reguladas.

As reavaliações foram autorizadas e posteriormente aprovadas pelo Ministério das Finanças para o início do período de concessão e foram consideradas pela ERSE para efeitos de remuneração de activos.

Foram recepcionados os relatórios dos auditores sobre as reavaliações, aprovados pelo Ministério das Finanças, de todas as empresas reguladas à excepção da Sonorgás, o qual se encontra ainda em fase de aprovação. No caso dos operadores das redes de distribuição os valores dos activos reavaliados foram considerados a título provisional, sendo considerados a título definitivo aquando do fecho de contas e respectivos ajustamentos que acontecerá pela primeira vez para estas empresas no ano gás 2010-2011. No caso da Portgás a estimativa do valor dos activos reavaliados é incluída pela primeira vez nos proveitos permitidos do ano gás 2009-2010.

Os 4€/cliente/ano devem ser aplicados durante os 5 primeiros períodos de regulação e calculados tendo em consideração o número de clientes no início de cada período de regulação. O número de clientes definido para o actual período de regulação, que termina no final do próximo ano gás, foi estabelecido em 15 de Junho de 2008.

Quadro 0-4 – Compensações atribuídas nos contratos de concessão

Unidade: 10³ EUR

	Compensações dos contratos de concessão
Reavaliações	556 298
4€ / cliente	3 960

Nota: Nas reavaliações foi incluído o valor de 12 116 milhares de euros, recebido pela Tagusgás, a título de compensação pelos fundos públicos não recebidos de acordo com o n.º10 dos considerandos do Contrato de Concessão.

Exceptua-se a Sonorgás, uma vez que não tem reavaliação aprovada.

- Introdução de novas opções tarifárias de curtas utilizações e de curta duração

Após dois anos de aprovação das Tarifas de Acesso às infra-estruturas de alta pressão (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo e Rede de Transporte) e de um ano de aplicação das tarifas de Acesso às Redes de Distribuição importa introduzir alterações à estrutura tarifária que promovam uma maior flexibilidade tarifária na utilização das infra-estruturas exigida por utilizadores com consumos concentrados no tempo (utilizadores de curtas utilizações).

As novas opções tarifárias de curtas utilizações e de curta duração apresentam estruturas de preços com termos de capacidade utilizada mais reduzidos e preços de energia mais elevados, procurando-se assim variabilizar a tarifa de base.

- Extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias

No Regulamento Tarifário previu-se a aplicação de tarifas transitórias para prevenir impactes tarifários observados por alguns clientes resultantes da introdução de uma nova estrutura tarifária que considera novas variáveis de facturação a partir de 1 de Julho de 2008. A aplicação destas tarifas durante o presente ano gás serviu o seu propósito de limitação de impactes tarifários para alguns clientes. Considerando que esta situação se encontra actualmente acautelada justifica-se a sua extinção.

- Devolução do desvio dos custos de energia antes do início da regulação

O custo de aquisição de energia relativo ao período imediatamente anterior ao início da entrada em vigor do Regulamento Tarifário gerou um desvio favorável para os consumidores num total de 6 320 milhares de euros, apurada à data de 1 de Julho de 2008, ao qual acrescem juros no montante de 214 milhares de euros. Este valor é devolvido aos consumidores no ano gás 2009-2010.

- Antecipação da repercussão dos desvios de energia anuais nas tarifas de Venda a Clientes Finais

Considera-se a introdução de ajustamentos anuais com um deferimento de um ano nos proveitos de aquisição de energia dos comercializadores de último recurso de modo a reflectir-se de forma célere as oscilações observadas no custo de aprovisionamento do gás natural. Na situação actual estes ajustamentos são aplicados de forma definitiva com um diferimento de dois anos.

BALANÇO DE ENERGIA DO SECTOR DO GÁS NATURAL

Importa apresentar o balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2009-2010 que condiciona os preços das tarifas de Uso das Infra-estruturas e de Venda a Clientes Finais. Com efeito as tarifas dependem, por um lado, do nível de custos das várias actividades do sector e, por outro lado, do nível da procura de gás natural. No quadro seguinte apresenta-se o balanço e fluxos de energia do sistema nacional de gás natural.

Quadro 0-5 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2009-2010

Balanço físico de gás natural no SNGN		Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	27 292
	1.1 Campo Maior	27 292
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	37 759
	2.1 Injecções RNT	37 107
	2.2 Camião cisterna	652
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo	0
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	65 051
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	64 399
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo	415
	8 Centros electroprodutores	27 646
	9 Clientes industriais em AP	8 740
	10 Redes de distribuição (interligadas)	27 528
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	64 328
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	71
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	63 913
	Saídas da RNDGN	
	15 Clientes em MP	14 106
	16 Clientes em BP	13 944
	17 Perdas e autoconsumos na RNDGN	66
18=15+16+17	18 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas)	28 115

PROVEITOS PERMITIDOS NAS ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

O Quadro 0-6 apresenta o valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010, por actividade, bem como o respectivo impacte das principais decisões tomadas pela ERSE quando comparados com os valores enviados pelas empresas.

Quadro 0-6 - Proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010, por actividade

	Cenário Base	Proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010	Impacte total face ao cenário base		
			Valor	%	
			Unidade: 10 ³ EUR		
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	[a]	45 285	45 240	-45	-0,1%
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	[b]	18 294	18 141	-153	-0,8%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural	[c]	116 059	116 864	805	0,7%
Proveitos da actividade de transporte de gás natural		103 082	103 631	549	0,5%
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema		12 976	13 233	257	2,0%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural		293 835	271 169	-22 666	-7,7%
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN		49 748	49 748	0	0,0%
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	[d]	244 087	221 421	-22 666	-9,3%
Proveitos do comercializador de último recurso grossista		662 539	643 373	-19 166	-2,9%
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	[e]	593 100	573 944	-19 156	-3,2%
Proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes		466 750	458 353	-8 398	-1,8%
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes		397 311	388 924	-8 387	-2,1%
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes		64 344	64 344	0	0,0%
Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes	[f]	5 095	5 085	-10	-0,2%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas		423 640	407 545	-16 095	-3,8%
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural		195 553	181 451	-14 101	-7,2%
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		194 077	194 077	0	0,0%
Proveitos da actividade de Comercialização	[g]	34 010	32 017	-1 994	-5,9%
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]		1 055 929	1 012 711	-43 218	-4,1%

As alterações introduzidas pela ERSE resultam da aplicação dos pressupostos que se encontram descritos no ponto 2.1 deste documento, e dos quais se destacam a reformulação do balanço de gás natural, o custo de aquisição de gás natural, os custos unitários do investimento e a alteração dos custos de exploração.

Na reformulação do balanço de gás natural para o ano gás 2009-2010 foram aceites as previsões da REN Gasodutos para o consumo dos centros electroprodutores. A alteração ao nível de consumo previsto para os grandes clientes foi efectuada em harmonia com o estabelecido para o mercado liberalizado e com as previsões do CURg para o consumo dos grandes clientes do mercado regulado. As previsões dos CURr também foram aceites, tendo em conta o conhecimento que têm dos respectivos mercados. Para os anos subsequentes, até ao final dos períodos de concessão ou de licenciamento, consideraram-se as previsões das empresas, adicionadas da diferença entre as quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 e os valores previstos pelas empresas para o mesmo ano.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida, em 15 de Abril de 2009, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e, à Autoridade da Concorrência e às empresas reguladas, para comentários, a “Proposta de Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2009-2010”. A proposta apresentada foi complementada com um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. O parecer do Conselho Tarifário e os comentários recebidos à referida resposta foram devidamente analisados e considerados na aprovação final das tarifas.

As tarifas para o ano gás 2009-2010 contemplam o estabelecimento das tarifas e preços para o gás natural, nos termos do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

As tarifas e preços, para o ano gás 2009-2010, são determinados tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho ERSE n.º 08/2009, de 8 de Junho.

A determinação das tarifas e proveitos permitidos, para o ano gás 2009-2010, têm em consideração os valores dos custos, proveitos e investimentos previstos para este ano gás, enviados pelas seguintes empresas reguladas:

- REN Atlântico, Terminal da GNL, S.A.
- Transgás Armazenagem, S.A.
- REN Armazenagem, S.A.
- REN - Gasodutos, S.A.
- Distribuidoras regionais e Comercializadores de Último Recurso: Beiragás, Dianagás, Sonorgás, Duriensegás, LisboaGás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Portgás, Setgás e Tagusgás.

No que diz respeito à estrutura do presente documento, este apresenta, no capítulo 2, os proveitos permitidos para cada actividade das empresas reguladas no ano gás 2009-2010.

No capítulo 3 apresentam-se os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por actividade, para vigorarem no ano gás 2009-2010 de acordo com o Regulamento Tarifário.

No capítulo 4 apresentam-se os preços dos serviços regulados para o gás natural, a vigorar no ano gás 2009-2010, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.

Por último, no capítulo 5 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas pela ERSE.

2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE

2.1 PRESSUPOSTOS E OPÇÕES METODOLÓGICAS

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010 para as empresas das actividades reguladas teve por base os seguintes pressupostos e opções metodológicas:

- Taxa de inflação
- Parâmetros do período de regulação:
 - Taxa de remuneração dos activos regulados
 - Taxas de actualização do custo com capital
 - Custos de exploração dos Operadores de Rede de Distribuição (ORD) e comercializadores de último recurso retalhistas (CURr)
 - Margem de comercialização
- Custos médios de aquisição de gás natural
- Devolução do desvio dos custos de energia antes do início da regulação
- Quantidades de gás natural
- Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da Rede Pública de Gás Natural (RPGN)
- Custos unitários do investimento da actividade Distribuição
- Taxas de amortização
- Reavaliações
- Outras compensações estabelecidas nos contratos de concessão.

TAXA DE INFLAÇÃO

As taxas de inflação adoptadas pela ERSE (deflador do PIB) para 2009 (2,4%) e para 2010 (2,5%) são as que constam do documento “Programa de Estabilidade e Crescimento 2008-2011 – actualização de Janeiro de 2009”, do Ministério das Finanças e da Administração Pública.

A taxa de inflação considerada pela ERSE (deflador do PIB) tem em conta o contexto económico apresentado no capítulo 3 do documento “Proveitos permitidos do ano gás 2009-2010 das empresas reguladas do sector do gás natural”.

PARÂMETROS DO PERÍODO DE REGULAÇÃO

- Taxa de remuneração dos activos regulados

O valor da taxa de remuneração considerada para as actividades reguladas da REN Atlântico, da REN Gasodutos, da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem foi de 8%, valor definido para o primeiro período de regulação do sector do gás natural. A justificação da adopção desta taxa encontra-se no documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2007-2008 e parâmetros para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010”.

Tendo por base um estudo da ERSE, o custo de capital para remunerar os activos afectos à actividade de Distribuição é de 9%, valor definido para o primeiro período de regulação do sector do gás natural.

O método de cálculo do custo de capital utilizado foi o do custo de capital médio ponderado (*WACC*), tendo sido o *CAPM*, *Capital Asset Pricing Model* a metodologia utilizada na determinação do custo de capital próprio.

- Taxas de actualização do custo com capital

As actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de gás natural e de Distribuição de gás natural são reguladas por custos aceites em base anual, com ajustamentos e custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental com dois anos de desfaseamento, conforme metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário do sector do gás natural.

O custo com capital unitário relativo a cada infra-estrutura é resultado do quociente entre o valor actualizado da soma dos valores anuais da remuneração da base de activos regulados¹ com as amortizações², até final do período de concessão, e o valor actualizado da soma das quantidades previstas processar, igualmente até o final do período de concessão. A remuneração da base de activos regulada corresponde ao produto da taxa de remuneração, em vigor em cada período de regulação, pelo valor dos activos imobilizados não financeiros em exploração deduzidos de amortizações acumuladas e das participações/subsídios aos investimentos, líquidas de amortizações.

As taxas de actualização definidas pela ERSE, para as quantidades de gás natural a processar no Terminal de GNL e na rede de Transporte para o primeiro período de regulação do sector do gás natural são de 15% e 11%, respectivamente. A justificação da adopção da taxa encontra-se no documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2007-2008 e parâmetros para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010”.

¹ A base de activos regulados é calculada para todo o período da concessão (40 anos para as empresas concessionadas e 20 anos para as empresas licenciadas).

² Amortizações do exercício deduzidas das amortizações das participações ao investimento.

A taxa de actualização definida pela ERSE para a actualização das quantidades de gás natural a serem movimentadas na rede de Distribuição corresponde à taxa de remuneração dos activos (9%). Nesta actividade não se consideraram taxas diferenciadas para as quantidades e activos, uma vez que o risco de previsão das quantidades se encontra a montante das infra-estruturas das redes de Distribuição, ou seja, nas infra-estruturas do Terminal de GNL e na rede de Transporte de gás natural.

- Custos de exploração dos operadores da rede de distribuição (ORD) e dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr)

A definição dos custos de exploração dos ORD e dos CURr segue a seguinte assumpção para o período de regulação:

- Aplica-se aos custos controláveis das actividades dos ORD e dos CURr.
- Aplica-se apenas à Lisboagás, à Lusitaniagás, à Portgás e à Setgás, sendo que no caso das restantes empresas aceitam-se os custos previstos pelas empresas para o ano gás 2009-2010.
- Os custos são definidos em termos unitários tendo em conta o número de clientes de cada empresa.
- O limite máximo de aceitação dos custos corresponde aos custos nominais por clientes de cada empresa, ocorridos em 2007.

Esta metodologia é apresentada com mais detalhes no documento “Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás de 2008-2009”.

- Margem de comercialização

Nos Artigos 75.º e 79.º do Regulamento Tarifário está prevista a aplicação de margens de comercialização aos comercializadores de último recurso grossista e retalhista, respectivamente.

A margem de comercialização consiste na aplicação de uma taxa de remuneração ao produto entre a soma dos custos considerados no cálculo dos proveitos e o diferencial entre os prazos de recebimentos e de pagamentos.

Na taxa de remuneração é aplicada a taxa Euribor a três meses reportada ao último dia útil do mês de Março de 2009, acrescida de um *spread* fixo de 1,5%. Para o ano gás 2009/2010 o valor é de 1,51%, que acrescido do *spread* resulta numa taxa de remuneração de 3,01%.

As margens de comercialização consideradas no cálculo dos proveitos permitidos propostos para o ano gás 2009-2010 são as que se apresentam no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 – Margem de comercialização do comercializador de último recurso grossista

Unid: 10³ EUR

		Necessidades de financiamento (4)	Margem de comercialização (5)=(4)*(3)
Diferencial médio anual (1)	0,05	375 387	518
Taxa euribor + spread (2)	3,010%		
CUR retalhista (3)=(1)*(2)	0,14%		
Diferencial médio anual (1)	0,02	453 054	332
Taxa euribor + spread (2)	3,010%		
CUR grossista (3)=(1)*(2)	0,07%		

CUSTOS MÉDIOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

A ERSE considerou a informação prevista para o ano gás 2009-2010 enviada pelo comercializador do SNGN.

O custo unitário de aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho, é de 1,777 cent€/kWh.

Este custo inclui o custo do gás natural, o custo do uso do terminal de GNL, o custo com o uso das instalações de armazenamento subterrâneo e os custos de funcionamento do comercializador do SNGN.

AJUSTAMENTOS DOS ANOS GÁS 2007-2008 E 2008-2009

Nos proveitos permitidos do ano gás 2009-2010 do sector do gás natural pela primeira vez foram calculados ajustamentos aos proveitos permitidos de anos anteriores.

Nas actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, de Transporte de gás natural e de Gestão Técnica Global do Sistema o ajustamento refere-se ao ano gás 2007-2008 (t-2), primeiro ano de regulação.

Nas actividades de Comercialização de gás natural, dado que esta actividade só começou a ser regulada no ano gás 2008-2009, temos um ajustamento do primeiro ano gás (t-1).

No Quadro 2-2 apresentam-se os valores dos ajustamentos dos anos gás de 2007-2008 e de 2008-2009 a repercutir no ano gás 2009-2010.

Quadro 2-2 – Ajustamentos dos anos gás de 2007-2008 e de 2008-2009 a repercutir no ano gás 2009-2010

Unidade: 10³ EUR

	REN Gasodutos	REN Atlântico	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem	CURG Transgás S.A.	CURr	Total
Ajustamentos de anos anteriores	-4 930	4 500	-1 188	-144	-50 240	3 569	-48 433

DEVOLUÇÃO DO DESVIO DOS CUSTOS DE ENERGIA ANTES DO INÍCIO DA REGULAÇÃO

O custo de aquisição de energia relativo ao período imediatamente anterior ao início da entrada em vigor do Regulamento Tarifário gerou um desvio favorável para os consumidores num total de 6 535 milhares de euros. A correcção desta situação deverá ser efectuada pela Transgás, S.A. no primeiro mês do ano gás 2009-2010. O montante em dívida, bem como os juros respectivos apresentam-se no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 – Devolução do desvio do custo de aquisição de energia, anterior à regulação.

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total CUR k
1 Desvio do custo de energia antes do início da regulação	278	48	113	1 862	1 881	1 307	50	1	508	35	237	6 320
2 Juros ⁽¹⁾	9	2	4	63	64	44	2	0	17	1	8	214
3=1-2 Ajustamento do ano gás 2008-2009 (art.º 77º)	287	49	117	1 925	1 945	1 351	52	1	526	36	245	6 535

Notas: ⁽¹⁾ Juros calculados com a taxa EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa e com sinal positivo um valor a devolver aos clientes.

QUANTIDADES DE GÁS NATURAL E NÚMERO DE CLIENTES

As quantidades de gás natural para o ano gás 2009-2010 foram definidas tendo em conta o racional exposto no documento “Análise da evolução e caracterização da procura de gás natural no ano gás 2009-2010”. Resumidamente os principais pressupostos são:

1. Respeitaram-se as previsões dos CURr e do CURg (neste caso para os grandes clientes), tendo em conta os conhecimentos que têm dos seus respectivos mercados.
2. Consideram-se as previsões da REN para os centros electroprodutores.
3. As previsões para cada ORD correspondem às previsões da REN (e dos ORD, no caso das Unidades Autónomas de Gás (UAG)). No caso da Tagusgás considerou-se o ocorrido no ano civil 2008 (últimos dados reais) devido às grandes diferenças existentes entre as previsões da REN Gasodutos e da empresa.

Assim, as quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 no cálculo do custo com capital para as empresas de rede e para o terminal são as constantes do quadro que se segue.

Quadro 2-4 - Quantidades do ano gás 2009-2010 para cálculo do custo com capital

Unidade: 10⁶ m³

Terminal GNL	3 236
RNTGN	5 520
RNDGN	
Beiragás	67
Dianagás	7
Duriensegás	18
Lisboagás	614
Lusitaniagás	786
Medigás	7
Paxgás	1
Portgás	587
Setgás	191
Sonorgás	10
Tagusgás	123
Total	2 410

Nos anos subsequentes, até ao final dos períodos de concessão ou de licenciamento, consideraram-se as previsões das empresas, adicionadas da diferença entre as quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 e os valores previstos pelas empresas para esse ano.

As quantidades consideradas para os comercializadores de último recurso retalhistas e para o comercializador grossista são apresentadas no Quadro 2-5.

Quadro 2-5 - Quantidades dos comercializadores

Unidade: 10⁶ m³

CURg	2 523
CURr	
Beiragás	39
Dianagás	7
EDP Gas, SU	211
Duriensegás	16
Lisboagás	246
Lusitaniagás	173
Medigás	7
Paxgás	1
Setgás	70
Sonorgás	10
Tagusgás	31
Total	811

O quadro seguinte apresenta o número de clientes, por comercializador de último recurso e para os comercializadores de mercado, previsto para o ano gás 2009-2010.

Quadro 2-6 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2009-2010

Unidade: nº. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	6		6	12
Clientes nas redes de distribuição	174	1 131 821	1 255	1 133 250
Beiragás	7	42 094	22	42 123
Dianagás	0	5 430	0	5 430
Sonorgás	0	9 658	0	9 658
Duriensegás	1	22 387	0	22 388
Lisboagás	24	486 576	293	486 893
Lusitaniagás	70	179 146	480	179 696
Medigás	0	13 804	0	13 804
Paxgás	0	3 186	0	3 186
Portgás/EDPgás	52	200 477	297	200 826
Setgás	11	142 707	93	142 811
Tagusgás	8	26 355	71	26 435
Total de consumidores de GN	180	1 131 821	1 261	1 133 262

FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURAS DA RPGN

O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2009-2010.

Quadro 2-16 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN natural em 2009-2010.

Infra-estrutura	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2009-2010 (%)
RNTGN	0,11
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,85
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,30

CUSTOS UNITÁRIOS DO INVESTIMENTO DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

A distribuição de gás natural é uma actividade de capital intensivo, com custos marginais decrescentes e com uma função custo sub-aditiva, por isso, naturalmente monopolística e sujeita à regulação económica. Tendo em conta que esta actividade ainda se encontra em fase de expansão, a regulação económica não pode ser um entrave ao desenvolvimento da rede de distribuição de gás natural e, conseqüentemente, à realização de investimentos nesta rede, desde que estes sejam realizados de uma forma economicamente eficiente. Acresce que os investimentos na rede de distribuição caracterizam-se pela sua indivisibilidade, com períodos longos de fraca utilização da capacidade, que sucedem a períodos de plena utilização de capacidade.

Deste modo, os custos com os investimentos nas redes de distribuição são, actualmente, para cada consumidor muito superiores ao que se espera venham a ser no médio prazo, podendo eventualmente voltar a crescer num fase de pós-maturidade.

A consideração do capital investido pelas empresas, o custo com capital (CAPEX), nos proveitos permitidos foi perspectivada de modo a diminuir este efeito nos custos do gás natural a pagar pelos consumidores actuais. O alisamento do custo com capital foi a metodologia utilizada para “aligeirar” os custos com as infra-estruturas de rede, transferindo parte dos actuais custos para períodos em que estas infra-estruturas sejam mais utilizadas. O grau de utilização das infra-estruturas é definido pelas quantidades de gás natural distribuídas ou transportadas num determinado ano.

Por exemplo, se as quantidades distribuídas num determinado ano são muito superiores à média do período de concessão para um mesmo nível de investimento, o custo com capital desse ano será

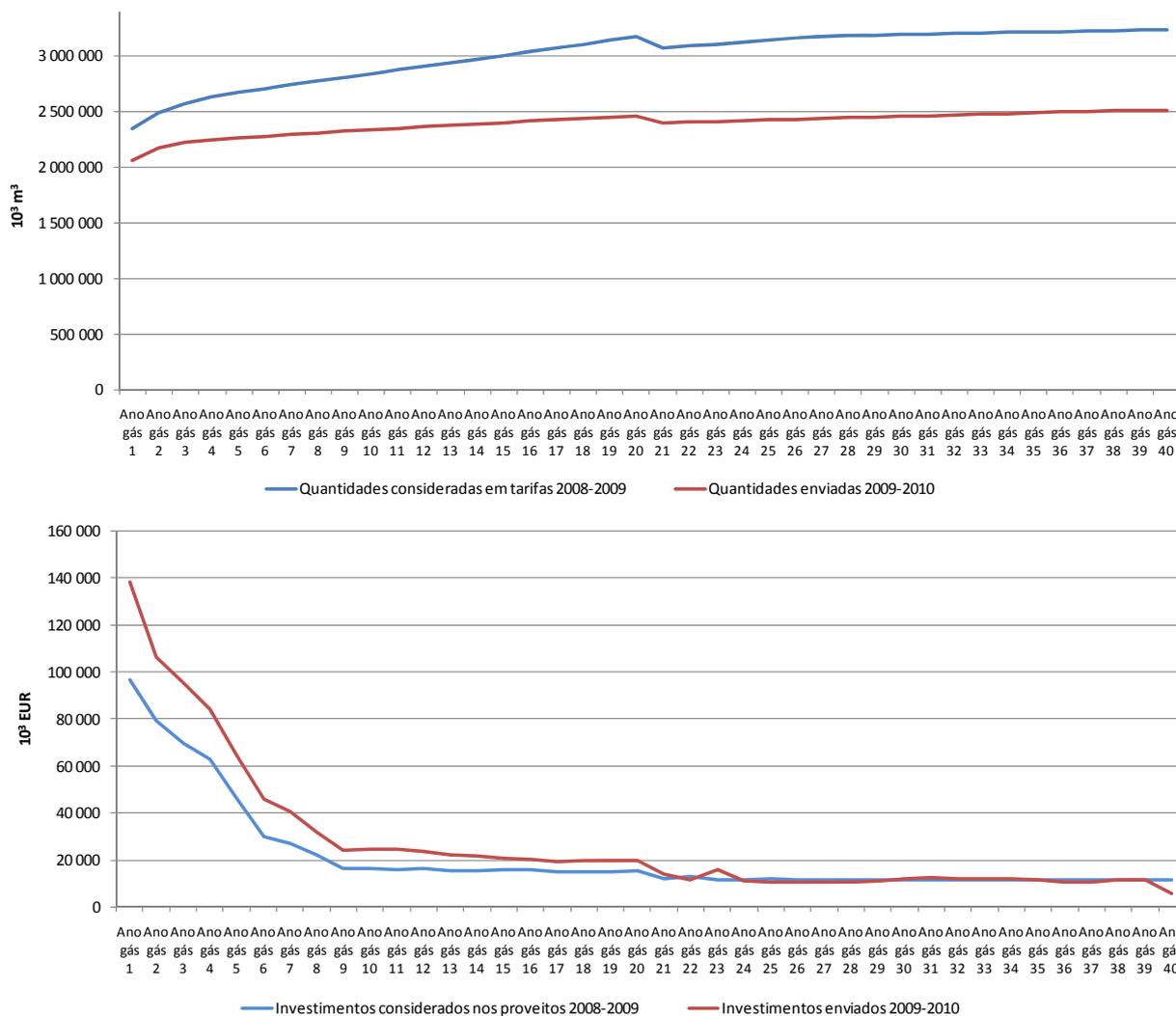
superior à média do restante período de concessão, devido à “transferência” do custo com capital dos períodos de menor utilização da rede.

Esta regra é aplicada a todo o período de concessão, obrigando a analisar a evolução prevista das empresas para as quantidades e para os investimentos em todo este período, quando se definem os proveitos permitidos anuais.

A transferência do custo com capital, de períodos de menor utilização das infra-estruturas para períodos de maior utilização das infra-estruturas, é minorada devido à consideração do efeito temporal e à consequente aplicação de taxas de actualização às quantidades e ao imobilizado.

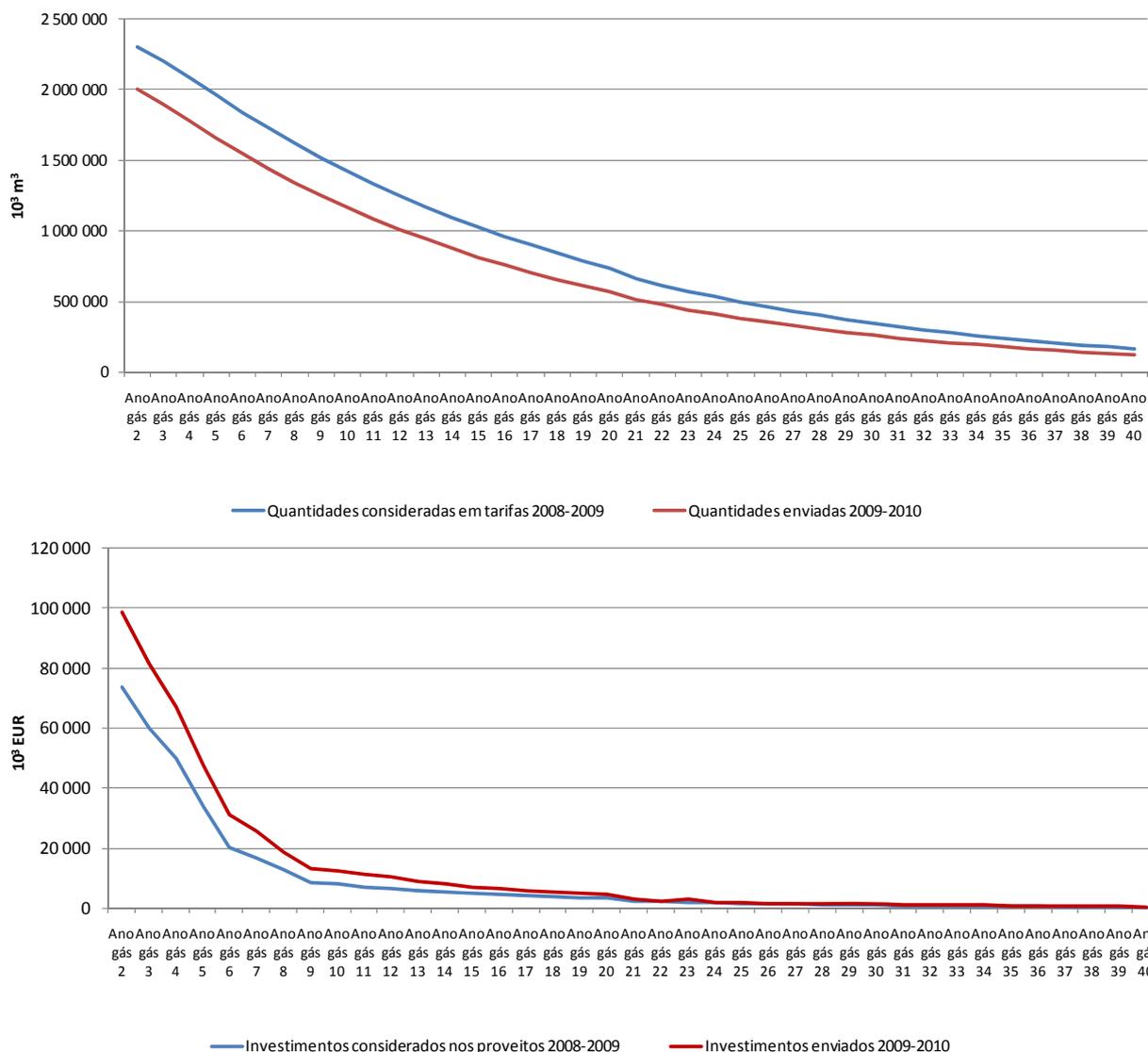
Neste contexto, a figura que se segue compara a evolução dos investimentos e das quantidades das distribuidoras para todo o período de concessão, enviados pelas empresas para a definição dos proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010, com os valores considerados na definição dos proveitos permitidos do ano gás 2008-2009. Observa-se que, de um modo geral, as quantidades previstas pelas empresas este ano para todo o período de concessão são inferiores às quantidades consideradas no ano anterior na definição dos proveitos permitidos. No que diz respeito aos investimentos, estes são marcadamente superiores nos 10 primeiros anos, sendo que a diferença entre os investimentos previstos este ano pelas empresas e previstos no ano anterior diminui a partir desse momento de uma forma constante.

Figura 2-1 – Quantidade e investimentos previstos



Caso se compare as quantidades actualizadas e os investimentos actualizados, as conclusões mantêm-se, apresentando, contudo, resultados mais vincados no caso das quantidades para o curto prazo. A Figura 2-2 mostra que as quantidades descontadas diminuem de uma forma mais acentuada no curto prazo nas previsões enviadas este ano, do que nos valores considerados o ano passado na definição dos proveitos permitidos.

Figura 2-2 – Quantidade e investimentos previstos descontados



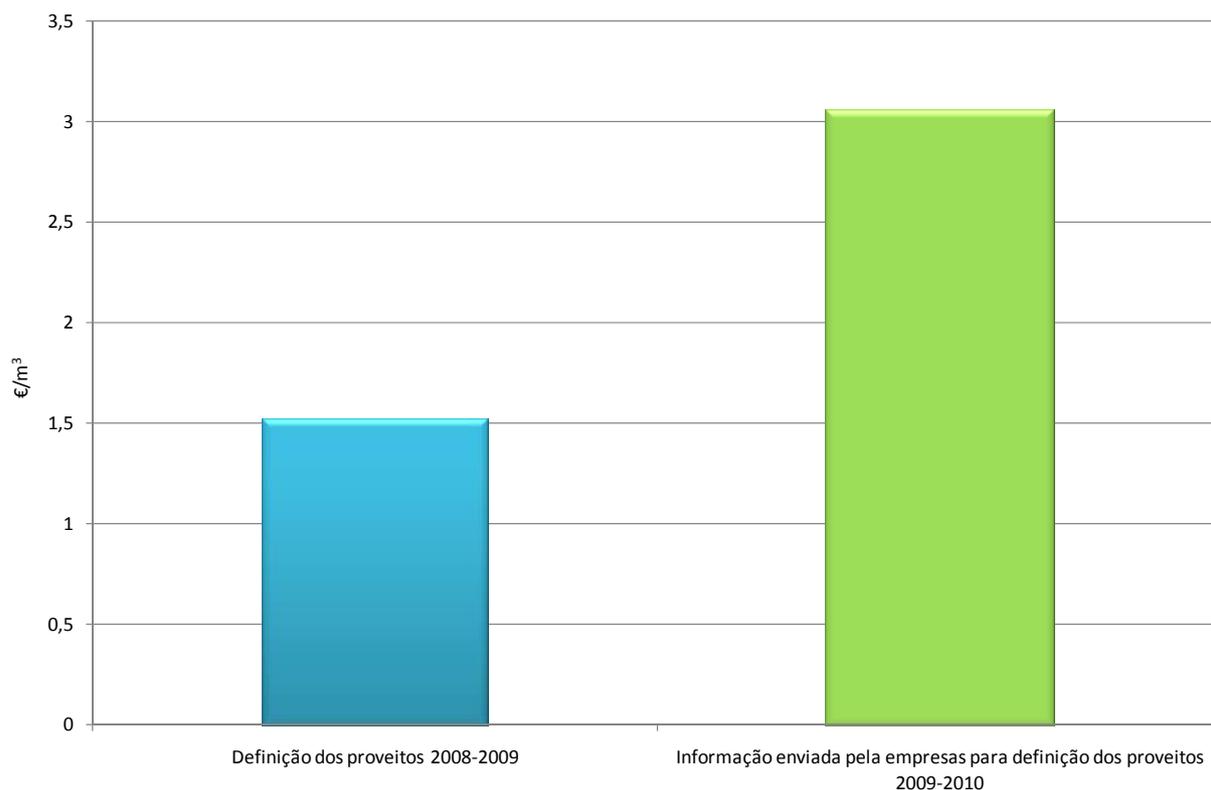
O aumento das previsões dos investimentos deveria estar reflectido num aumento das previsões das quantidades. Porém, verificou-se o oposto. Registe-se que a diminuição das previsões das quantidades não é, na maioria dos casos, justificada. Importa contudo separar o caso da Portgás³ do das restantes empresas.

Assim, a diminuição das quantidades no curto prazo quando descontadas face ao ano passado, conjuntamente com o aumento do investimento diminuem o efeito de alisamento do custo com capital, com reflexo no aumento do custo com capital alisado para o ano gás 2009-2010.

³ No caso da Portgás verifica-se um ajuste a desvios de previsões de quantidades efectuadas no ano passado da ERSE (por excesso) e da Portgás (por defeito).

Excluindo o caso da Portgás na análise, a comparação das previsões enviadas pelas empresas para a definição dos proveitos do ano gás 2009-2010, com os valores enviados o ano passado, permite observar que o custo médio do investimento nos próximos 10 anos por unidade suplementar de gás natural previsto distribuir nesse período aumenta significativamente.

Figura 2-3 – Custo unitário de investimento com informação enviada pelas empresas (grupo Galp, Sonorgás, Tagusgás)



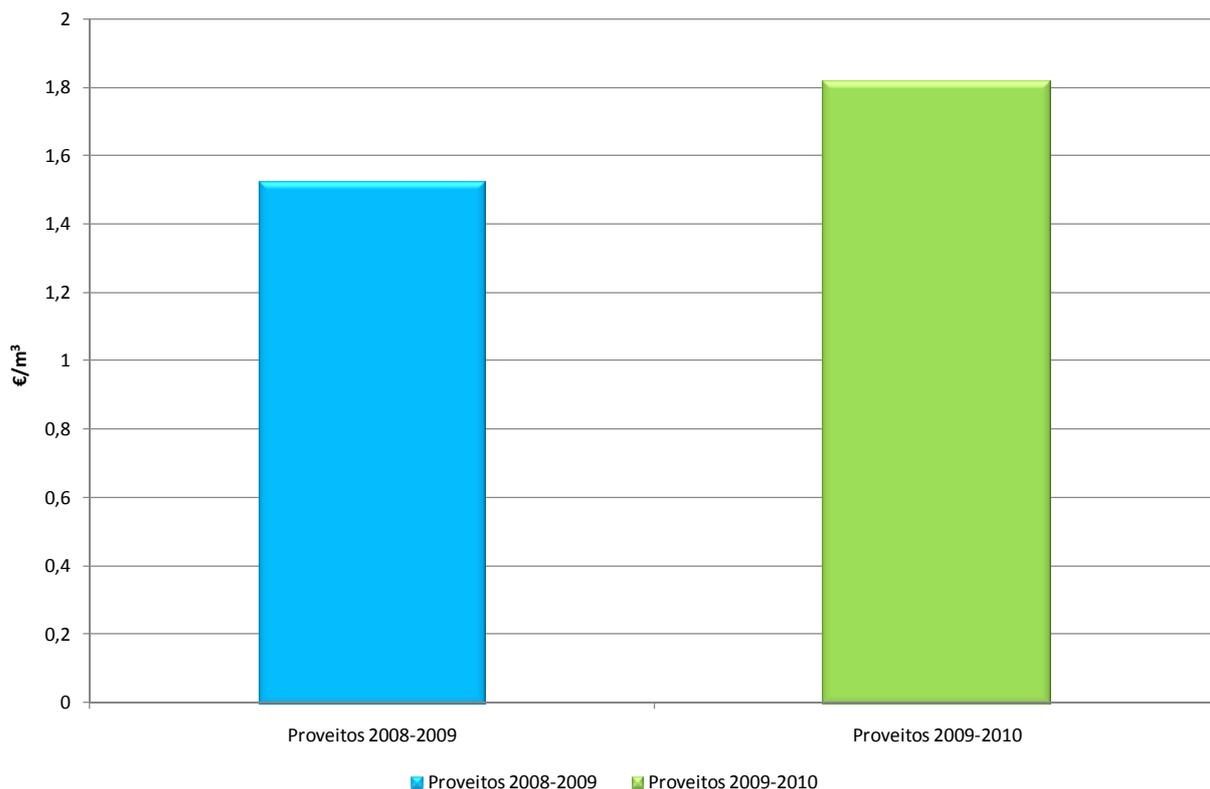
Não havendo nenhum motivo para que tal suceda, decidiu-se aplicar a relação verificada o ano passado entre o valor do investimento nos próximos 10 anos e o acréscimo de quantidades nesse período. Esta relação não foi aplicada:

- Para o ano gás 2009-2010, tendo em conta que a análise de curto prazo dos investimentos foi efectuada no âmbito da análise dos investimentos nas infra-estruturas do RPGN.
- Após o ano gás 2018-2019, devido à aproximação a partir desse período entre as previsões das empresas enviadas este ano e o ano passado.
- Quando o custo do investimento unitário calculado dessa forma é mais baixo nas previsões para o ano gás 2009-2010, do que o valor considerado na definição dos proveitos para o ano gás 2008-2009.

Pelos motivos expostos atrás, esta metodologia não foi aplicada no caso da Portgás.

A aplicação deste racional levou a uma aproximação entre os custos unitários do investimento deste ano e do ano anterior.

Figura 2-4 – Custo unitário de investimento considerado na definição dos proveitos (grupo Galp, Sonorgás, Tagusgás)



Este critério permite conter o aumento inicialmente previsto do custo com o capital para o ano gás 2009-2010 em 7% face aos valores enviados pelos ORDs.

Após a análise do parecer do Conselho Tarifário, a ERSE considerou justificados os argumentos da Lisboagás e aceitou na totalidade o investimento na renovação da rede, mantendo-se a aplicação do critério referido aos restantes investimentos previstos pela empresa.

TAXAS DE AMORTIZAÇÃO

No cálculo dos proveitos permitidos, a ERSE baseia-se na informação recebida das empresas, utilizando taxas de amortização médias por tipo de bem do imobilizado, bem como dos subsídios ao investimento, para obtenção da base de activos regulada.

REAVALIAÇÕES

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, relativamente às actividade desenvolvidas pelos operadores do Terminal, Transporte e Armazenamento Subterrâneo, define no seu Artigo 68.º que “Para os efeitos da regulação, o valor dos activos deve reflectir o correspondente valor do balanço da Transgás à data do início das novas concessões, depois de reavaliados e líquidos de amortizações e subsídios a fundo perdido”.

O mesmo Decreto-Lei, no seu Artigo 70.º, define em relação à actividade de Distribuição que “Para os efeitos da regulação, o valor dos activos de cada uma das redes da RNDGN deve reflectir o correspondente valor do balanço à data do início das novas concessões ou licenças, depois de reavaliados e líquidos de amortizações e subsídios a fundo perdido”.

Ainda segundo o mesmo diploma “A reavaliação (...) deve ter em atenção a inflação ocorrida durante o período de vida útil dos activos já decorrido e está sujeita à aprovação do Ministério das Finanças.”

No ano gás em curso, a ERSE recebeu da maioria das empresas a aprovação pelo Ministério das Finanças das reavaliações previstas legalmente.

Neste sentido, a ERSE considerou no cálculo da remuneração do activo os valores das reavaliações acima referidas.

Nos quadros seguintes apresenta-se o efeito da reavaliação no imobilizado das empresas reguladas, por actividade, reportado à data de cada uma das reavaliações.

Quadro 2-7 – Reavaliação do imobilizado do operador da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (REN Atlântico)

Unidade: 10³ EUR

Activo	Antes reavaliação	Efeito reavaliação	Pós reavaliação
Imobilizado bruto ⁽¹⁾ (a)	265 621	17 268	282 889
Amortização acumulada (b)	39 075	0	39 075
Imobilizado liquido (c)=(a)-(b)	226 546	17 268	243 814
Comparticipação Investimentos (d)	79 054	0	79 054
Base de activos (e)=(c)-(d)	147 493	17 268	164 761

Nota: ⁽¹⁾ Não inclui imobilizado em curso, o qual não foi objecto de reavaliação

Fonte: Relatório de auditores

**Quadro 2-8 - Reavaliação do imobilizado do operador da actividade de Armazenamento
Subterrâneo de gás natural (REN Armazenagem)**

Unidade: 10³ EUR

Activo	Antes reavaliação	Efeito reavaliação	Pós reavaliação
Imobilizado bruto ⁽¹⁾ (a)	103 610	775	104 386
Amortização acumulada (b)	2	0	2
Imobilizado liquido (c)=(a)-(b)	103 609	775	104 384
Comparticipação Investimentos (d)	27 721	0	27 721
Base de activos (e)=(c)-(d)	75 888	775	76 663

Nota: ⁽¹⁾ Não inclui imobilizado em curso, o qual não foi objecto de reavaliação

Fonte: Relatório de auditores

**Quadro 2-9 – Reavaliação do imobilizado do operador da rede de Transporte de gás natural
(REN Gasodutos)**

Unidade: 10³ EUR

Activo	Antes reavaliação	Efeito reavaliação	Pós reavaliação
Imobilizado bruto ⁽¹⁾ (a)	899 593	236 323	1 135 915
Amortização acumulada (b)	142 623	0	142 623
Imobilizado liquido (c)=(a)-(b)	756 969	236 323	993 292
Comparticipação Investimentos (d)	245 669	0	245 669
Base de activos (e)=(c)-(d)	511 300	236 323	747 623

Nota: ⁽¹⁾ Não inclui imobilizado em curso, o qual não foi objecto de reavaliação

Fonte: Relatório de auditores

Quadro 2-10 – Reavaliação do imobilizado dos operadores das redes de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

Activo	Antes reavaliação	Efeito reavaliação	Pós reavaliação
Imobilizado bruto ⁽¹⁾ (a)	1 520 575	301 932	1 822 507
Amortização acumulada (b)	432 763	0	432 763
Imobilizado liquido (c)=(a)-(b)	1 087 812	301 932	1 389 743
Comparticipação Investimentos (d)	n.d.	n.d.	n.d.
Base de activos (e)=(c)-(d)	1 087 812	301 932	1 389 743

Nota: ⁽¹⁾ Não inclui imobilizado em curso, o qual não foi objecto de reavaliação.

Exceptua-se a Sonorgás, uma vez que não tem reavaliação aprovada.

Nas reavaliações foi incluído o valor de 12 116 milhares de euros, recebido pela Tagusgás, a título de compensação pelos fundos públicos não recebidos de acordo com o n.º10 dos considerandos do Contrato de Concessão.

Fonte: Relatórios de auditores

OUTRAS COMPENSAÇÕES ESTABELECIDAS NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho de 2006, estabelece as bases de concessão das empresas das actividades reguladas do Acesso à RNTGN e à RNDGN, prevendo no n.º 11 dos considerandos que:

“O Estado, com vista a garantir o equilíbrio económico e financeiro e promover a liberalização, assegura ainda à entidade titular da licença de comercialização de último recurso o direito, durante os cinco primeiros períodos regulatórios, a um proveito permitido adicional de 4€/cliente/ano, considerando o número de clientes reportado ao início de cada período regulatório. Considera-se o disposto no presente parágrafo como reproduzido na respectiva licença de comercialização de último recurso”.

No caso específico da Tagusgás o contrato de concessão no n.º 10 dos considerandos estabelece o seguinte:

“No intuito de assegurar o equilíbrio económico e financeiro da actual Concessão ...o estado assegura à Concessionária, a remuneração da actividade concessionada, nos termos a estabelecer pela ERSE, uma reavaliação dos activos da Concessão...que incluirá no valor dos activos reavaliados o montante de 12 116 000,00 euros (doze milhões cento e dezasseis mil euros), a título de compensação pelos fundos públicos não recebidos pela concessionária...”

A ERSE no cálculo dos proveitos permitidos das actividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural teve em consideração estas disposições.

2.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE

Neste ponto são apresentados por actividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2009-2010, comparando-os com os valores definidos no ano anterior. Com excepção dos proveitos permitidos relacionados com a aquisição de gás natural, cujo preço previsto baixou, verificou-se um aumento face ao ano anterior. Este aumento decorre do natural crescimento do sector, que se traduziu num aumento dos investimentos, no incremento dos custos de exploração, e na inclusão dos ajustamentos aos proveitos permitidos de anos anteriores. No que diz respeito ao aumento dos investimentos, destacam-se as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Armazenamento Subterrâneo. No que concerne ao aumento dos custos de exploração este verificou-se em todas as actividades, não no transporte.

No documento designado “Proveitos Permitidos do ano gás 2009-2010 das empresas reguladas do sector do gás natural” encontra-se uma justificação detalhada do cálculo dos proveitos, sendo os valores desagregados por empresa.

2.2.1 RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Os proveitos permitidos apresentados para o ano gás de 2009-2010 da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL agregam as três funções definidas na regulamentação e ainda os dados relativos às ilhas de carga.

Quadro 2-11 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos 2008-2009	Proveitos permitidos 2009-2010	Variação valor	Variação (%)
	(1)	(2)	(3)=(2) - (1)	(4) = (3)/(1)
Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, tendo em conta os valores facturados no ano gás <i>t-2</i> .				
Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de recepção da tarifa de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i>	6 959	6 663	-295	-4%
Proveitos permitidos da função de Recepção de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i>	6 959	6 663	-295	-4%
Parâmetro que traduz o peso relativo dos proveitos permitidos da função de Recepção de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i> , no total dos proveitos permitidos para as 3 funções da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação	20%	15%		
Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de armazenamento da tarifa de de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i>	18 475	19 583	1 108	6%
Proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i>	18 475	19 583	1 108	6%
Parâmetro que traduz o peso relativo dos proveitos permitidos da função de Armazenamento de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i> , no total dos proveitos permitidos para as 3 funções da actividade de Recepção, Armazenamento e	52%	43%		
Proveitos a recuperar por aplicação dos termos de regaseificação da tarifa de de UTRAR de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i>	9 901	18 994	9 093	92%
Proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i>	9 901	18 994	9 093	92%
Parâmetro que traduz o peso relativo dos proveitos permitidos da função de Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i> , no total dos proveitos permitidos para as 3 funções da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	28%	42%		
Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, previstos para o ano gás <i>t</i>	35 335	45 240	9 905	28%

2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-12 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás de 2009-2010 da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 2-12 – Proveitos permitidos Armazenamento Subterrâneo de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2008-2009 (1)			Proveitos permitidos 2009-2010 (2)			Variação valor (3)=(2)-(1)			Variação em % (4)=(3)/(1)		
		REN	Transgás	Total	REN	Transgás	Total	REN	Transgás	Total	REN	Transgás	Total
		Armazenagem	Armazenagem		Armazenagem	Armazenagem		Armazenagem	Armazenagem		Armazenagem	Armazenagem	
$\lambda_{m,AS,t}$	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	2 396	354	2 750	3 230	386	3 616	833	32	865	35%	9%	31%
$\lambda_{ct,AS,t}$	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás t	87 132	17 219	104 351	106 674	18 348	125 022	19 542	1 129	20 671	22%	7%	20%
$r_{AS,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação t , em percentagem	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%						
$\tilde{C}_{E,AS,t}$	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	2 189	357	2 545	2 837	354	3 191	649	-3	646	30%	-1%	25%
$\tilde{D}_{AS,t}$	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, previstos para o ano gás t	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
$Amb_{AS,t-2}$	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, aceites pela ERSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
$ACI_{AS,t-2}$	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento nos termos previstos no RARII, no ano gás $t-2$	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
i_{t-1}^e	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$, acrescida de meio ponto percentual	0,00	0,00	0,00	3,39%	3,39%	3,39%						
$\Delta R_{GAS}^{PERM,t-2}$	Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0	-1 188	-144	-1 332	-1 188	-144	-1 332			
$R_{GAS}^{PERM,t}$	Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, previstos para o ano gás t $\lambda_{m,AS,t} + \lambda_{ct,AS,t} \cdot \frac{r_{AS,t}}{100} - \tilde{C}_{E,AS,t} + \tilde{D}_{AS,t} + Amb_{AS,t-2} - ACI_{AS,t-2} \cdot \left(1 + \frac{i_{t-1}^e}{100}\right) - \Delta R_{GAS}^{PERM,t-2}$	11 555	2 088	13 644	15 789	2 351	18 141	4 234	263	4 497	37%	13%	33%

2.2.3 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-13 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás de 2009-2010 da actividade de Transporte de gás natural, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 2-13 – Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2008-2009	Proveitos permitidos 2009-2010	Variação valor	Variação em %
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3) / (1)
1	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	77 973	81 991	4 018	5%
2	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	18 541	20 457	1 916	10%
3	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano gás <i>t</i>	3 939	3 987	48	1%
4	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i>	0	0	0	
5	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às infra-estruturas e às Interligações, no ano gás <i>t-2</i>	0	0	0	
6	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás <i>t-1</i> , acrescida de meio ponto percentual		3,39%		
7	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	0	-5 170	-5 170	
8	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i>	92 575	103 631	11 056	11,9%

2.2.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

O Quadro 2-14 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás de 2009-2010 da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 2-14 – Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2008-2009	Proveitos permitidos 2009-2010	Variação valor	Variação em %
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3) / (1)
1	Custos da gestão técnica global do sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	13 867	13 473	-394	-3%
	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participativo, prevista para o ano gás <i>t</i>	3 516	3 940	424	12%
	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano gás <i>t</i> , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás	32 211	30 183	-2 028	-6%
	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8	8	0	0%
	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	4 814	3 962	-852	-18%
	Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i>	2 998	3 211	212	7%
	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema	0	0	0	
	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	39	55	17	43%
2	Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	
3	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	
4	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	0	240	240	
5=1+2+3-4	Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, previstos para o ano gás <i>t</i>	13 867	13 233	-634	-4,6%

2.2.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-15 e o Quadro 2-16 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás de 2009-2010 da actividade de Distribuição de gás natural, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2009-2010

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-15 – Proveitos permitidos dos operadores da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2008-2009 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	4 976	937	4 642	58 008	27 906	1 914	170	19 797	15 438	1 651	6 444	141 882
2	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	3 517	1 036	1 770	30 996	8 904	831	203	11 396	6 350	1 608	2 888	69 498
3	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	121	0	95	656	307	13	4	1 830	550	693	0	4 268
4	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$, acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t $7=1+2-3+4*(1+(5/100))^2-6$	8 372	1 973	6 317	88 348	36 503	2 732	369	29 362	21 237	2 566	9 332	207 111

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2009-2010 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	4 847	943	3 916	53 477	28 038	1 663	317	36 449	14 354	2 264	7 198	153 466
2	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	3 939	1 148	2 058	31 662	9 367	1 060	281	10 788	6 376	2 365	3 843	72 888
3	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	156	44	165	1 013	338	42	13	2 305	643	215	0	4 933
4	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$, acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k , previstos para o ano gás t $7=1+2-3+4*(1+(5/100))^2-6$	8 631	2 048	5 810	84 126	37 067	2 681	585	44 932	20 088	4 413	11 041	221 421

Quadro 2-16 – Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da actividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3) = (1)-(2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	-129	6	-725	-4 531	132	-251	147	16 652	-1 084	613	754	11 584
2	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	422	113	289	666	463	229	78	-608	27	757	955	3 390
3	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	35	44	70	357	32	29	8	475	93	-477	0	664
4	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$, acrescida de meio ponto percentual	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t $7=1+2-3+4*(1+(5/100))^2-6$	259	75	-507	-4 222	563	-51	216	15 570	-1 150	1 847	1 709	14 310

		Variação % (4) = (3)/(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	-3%	1%	-16%	-8%	0%	-13%	87%	84%	-7%	37%	12%	8%
2	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	12%	11%	16%	2%	5%	28%	38%	-5%	0%	47%	33%	5%
3	Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t	29%		73%	54%	10%	223%	202%	26%	17%	-69%		16%
4	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás $t-2$, do operador da rede de distribuição k , aceites pela ERSE												
5	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás $t-1$, acrescida de meio ponto percentual												
6	Ajustamento no ano gás t , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás $t-2$												
7	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano gás t $7=1+2-3+4*(1+(5/100))^2-6$	3%	4%	-8%	-5%	2%	-2%	59%	53%	-5%	72%	18%	7%

2.2.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O custo unitário de aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho, contemplado nas tarifas é de 1,777 cent€/kWh. Este valor é determinante na definição dos proveitos permitidos dos comercializadores regulados que se apresentam seguidamente. Este custo inclui o custo do gás natural, o custo do uso do terminal de GNL, o custo com o uso das instalações de armazenamento subterrâneo e os custos de funcionamento do comercializador do SNGN.

2.2.6.1 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O valor dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para o ano gás 2009-2010 foi calculado de acordo com o Artigo 71.º do Regulamento Tarifário.

O Quadro 2-17 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010 do Comercializador de último recurso a grandes clientes para a função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 2-17 – Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2008-2009 (1)	Proveitos Permitidos 2009-2010 (2)	Variação valor (3)=(2)-(1)	Variação (%) (4)=(3)/(1)
1	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso a grandes clientes	442 732	354 880	-87 853	-20%
2	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista	192 543	168 825	-23 718	-12%
3	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás <i>t-1</i> a incorporar no ano gás <i>t</i>	0	-50 240	-50 240	
4	Ajustamento no ano gás <i>t</i> dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás <i>t-2</i>	0	0	0	
5	Proveitos permitidos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás <i>t</i>	635 275	573 944	-61 331	-10%

O Regulamento Tarifário contempla um ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural no ano gás *t-1* a incorporar no ano gás *t* e um ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural tendo em conta os valores ocorridos no ano gás *t-2*.

2.2.6.2 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

O Quadro 2-18 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010 do Comercializador de último recurso a grandes clientes para a função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 2-18 – Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos Permitidos 2008-2009 (1)	Proveitos Permitidos 2009-2010 (2)	Variação valor (3)=(2)-(1)	Variação (%) (4)=(3)/(1)
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº	442 732	388 924	-53 809	-12%
2	Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral	0	0	0	-
3	Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0	0	0	-
4	Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	0	0	0	-
5	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes tendo em conta os valores oc	0	0	0	-
6	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0	-
7	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t	442 732	388 924	-53 809	-12%

2.2.6.3 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

Os Quadro 2-19 e Quadro 2-20 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010 do comercializador de último recurso retalhista, bem como os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista para o ano gás 2008-2009.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2009-2010

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-19 – Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos 2008-2009 (1)													
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	8 436	1 453	4 001	57 876	53 901	39 301	1 735	156	15 384	2 277	8 022	192 543
2	Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 8=1+2+3+4-5-6-7	8 436	1 453	4 001	57 876	53 901	39 301	1 735	156	15 384	2 277	8 022	192 543

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos 2009-2010 (2)													
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	8 821	1 609	3 747	48 147	56 015	39 495	1 522	237	16 067	2 199	7 162	185 020
2	Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	184	38	46	1340	616	866	42	-2	222	14	204	3 569
6	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 8=1+2+3+4-5-6-7	8 637	1 571	3 702	46 807	55 400	38 629	1 480	238	15 845	2 185	6 958	181 451

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2009-2010

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-20 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3)= (1)-(2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	385	156	-254	-9 729	2 115	194	-214	81	682	-79	-860	-7 523
2	Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	184	38	46	1 340	616	866	42	-2	222	14	204	3 569
6	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 8=1+2+3+4-5-6-7	201	118	-300	-11 069	1 499	-672	-255	83	461	-92	-1 063	-11 091

		Variação % (4) = (3)/(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	5%	11%	-6%	-17%	4%	0%	-12%	52%	4%	-3%	-11%	-4%
2	Custos com aquisição gás em mercados organizados ou através da contratação bilateral												
3	Custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL												
4	Custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural												
5	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1												
6	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária												
7	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas												
8	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 8=1+2+3+4-5-6-7	2%	8%	-7%	-19%	3%	-2%	-15%	53%	3%	-4%	-13%	-6%

2.2.7 COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

2.2.7.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

O Quadro 2-21 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010 do comercializador de último recurso a grandes clientes na função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 2-21 – Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2008-2009 (1)	Proveitos Permitidos 2009-2010 (2)	Variação valor (3)=(2)-(1)	Variação (%) (4)=(3)/(1)
$\tilde{C}_{C,t}^{CUR3C}$	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	4 990	4 752	-238	-5%
$\tilde{A}_{C,t}^{CUR3C}$	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0	-
$\tilde{S}_{C,t}^{CUR3C}$	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás t	307	0	-307	-100%
$\tilde{D}_{C,t}^{CUR3C}$	Margem de Comercialização prevista para o ano gás t	1 893	332	-1 560	-82%
$\Delta_{C,t-2}^{CUR3C}$	Ajustamento no ano gás t , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano gás $t-2$	0	0	0	-
$\tilde{R}_{C,t}^{CUR3C}$	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano gás t	6 576	5 085	-1 491	-23%
	$\tilde{R}_{C,t}^{CUR3C} = \tilde{C}_{C,t}^{CUR3C} + \tilde{A}_{C,t}^{CUR3C} - \tilde{S}_{C,t}^{CUR3C} + \tilde{D}_{C,t}^{CUR3C} - \Delta_{C,t-2}^{CUR3C}$				

2.2.8 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-22 e o Quadro 2-23 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás 2009-2010 do comercializador de último recurso retalhista na função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 2-22 – Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos 2008-2009 (1)													
		Beiragás	Dianagás	Durienségás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	997	194	511	5 677	11 436	3 901	278	55	2 929	696	737	27 409
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	18
3	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo <i>j</i> , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás <i>t</i>	1	0	0	1 467	0	0	0	0	0	0	0	1 467
4	Margem de comercialização	38	6	20	257	306	175	7	1	81	12	32	935
5	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	136	0	0	728	1 838	644	0	0	526	0	89	3 960
6	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i> 7= 1+2-3+4+5-6	1 170	200	531	5 195	13 580	4 720	285	56	3 536	726	857	30 855

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos 2009-2010 (2)													
		Beiragás	Dianagás	Durienségás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 437	246	646	4 977	12 232	4 136	360	79	2 902	843	382	28 240
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	40
3	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo <i>j</i> , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	288	338	0	0	0	115	0	741
4	Margem de comercialização	23	4	11	126	179	102	4	1	47	6	16	518
5	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	136	0	0	728	1 838	644	0	0	526	0	89	3 960
6	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i> 7= 1+2-3+4+5-6	1 595	250	657	5 831	13 961	4 543	364	79	3 475	774	487	32 017

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2009-2010

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 2-23 – Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3) = (1)-(2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	440	53	135	-700	796	235	82	24	-27	147	-355	831
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0	22
3	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo <i>j</i> , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás <i>t</i>	-1	0	0	-1 467	288	338	0	0	0	115	0	-726
4	Margem de comercialização	-15	-2	-9	-131	-127	-73	-4	0	-34	-7	-15	-417
5	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i> <i>7 = 1+2-3+4+5-6</i>	426	50	126	636	381	-177	79	24	-61	48	-370	1 162

		Variação % (4) = (3)/(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	44%	27%	26%	-12%	7%	6%	30%	43%	-1%	21%	-48%	3%
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>										124%		124%
3	Proveitos afectos a esta função, para o escalão de consumo <i>j</i> , que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização, previstos para o ano gás <i>t</i>	-100%			-100%								-49%
4	Margem de comercialização	-40%	-38%	-44%	-51%	-42%	-42%	-52%	-21%	-42%	-54%	-49%	-45%
5	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	0%			0%	0%	0%			0%		0%	0%
6	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>												
7	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i> <i>7 = 1+2-3+4+5-6</i>	36%	25%	24%	12%	3%	-4%	28%	43%	-2%	7%	-43%	4%

2.2.9 COMPENSAÇÕES ENTRE ENTIDADES REGULADAS

No Quadro 2-24 são identificados os valores a receber e a pagar por cada empresa (em linha as recebedoras e em coluna as pagadoras).

Verifica-se que o valor total das compensações entre os ORD ascende a 17 851 milhares de euros.

Quadro 2-24 - Compensação entre os ORD no ano gás 2009-2010

Unidade: EUR

Pagadores	LUSITÂNIAGÁS	PORTGÁS	SETGÁS	Total
Recebedores				
BEIRAGÁS	481 777	148 173	11 521	641 470
DIANAGÁS	871 057	267 897	20 829	1 159 783
DURIENSEGÁS	1 447 885	445 303	34 623	1 927 811
LISBOAGÁS	3 711 661	1 141 537	88 755	4 941 954
MEDIGÁS	1 364 443	419 640	32 627	1 816 711
PAXGÁS	247 027	75 974	5 907	328 909
SONORGÁS	1 962 174	603 475	46 921	2 612 570
TAGUSGÁS	3 320 671	1 021 286	79 406	4 421 364
TOTAL	13 406 697	4 123 285	320 589	17 850 571

No Quadro 2-25 são identificados os valores a receber e a pagar por cada empresa (em linha as recebedoras e em coluna as pagadoras).

Verifica-se que o valor total das compensações entre os CURr ascende a 2 241 milhares de euros.

Quadro 2-25 - Compensação entre os CURr no ano gás 2009-2010

Unidade: EUR

Pagadores	EDP GÁS SU	LUSITÂNIAGÁS	MEDIGÁS	PAXGÁS	SETGÁS	TAGUSGÁS	Total
Recebedores							
BEIRAGÁS	80 575	123 871	7 866	758	56 960	63 366	333 396
DIANAGÁS	17 475	26 865	1 706	164	12 354	13 743	72 307
DURIENSEGÁS	13 841	21 278	1 351	130	9 784	10 885	57 269
LISBOAGÁS	306 273	470 848	29 901	2 883	216 512	240 861	1 267 277
SONORGÁS	123 416	189 734	12 049	1 162	87 246	97 058	510 664
TOTAL	541 579	832 597	52 873	5 098	382 856	425 911	2 240 914

3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2009-2010

3.1 TARIFAS PUBLICADAS PELA ERSE

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2009-2010 são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão.
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

No Quadro 3-1 apresentam-se as tarifas cuja fixação anual compete à ERSE, por quem são aplicadas, a quem se aplicam e o serviço que está subjacente ao seu pagamento.

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
<i>Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito</i>	UTRAR	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal	Uso dos serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três parcelas: recepção de GNL, armazenamento de GNL e regaseificação de GNL Difere consoante se trata de entregas à RNTGN ou a camiões cisterna
<i>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</i>	UAS	Operadores de armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
<i>Tarifas de Uso Global do Sistema</i>	UGS_{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP	Operação do sistema	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
	UGS_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		
<i>Tarifas de Uso da Rede de Transporte</i>	URT_{ORT}	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP	Uso da rede de transporte	Existe uma tarifa particular para entregas internacionais Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
	URT_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2009-2010

Tarifas de gás natural a vigorar em 2009-2010

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	URD				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP</i>	URD_{MP}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Uso da rede de distribuição em MP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP></i>	URD_{BP>}	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP>	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<</i>	URD_{BP<}	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP<	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifas de Comercialização		Comercializador de último recurso grossista	Grandes clientes	Serviços de contratação, facturação e cobrança	Incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
		Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Serviços de contratação, facturação e cobrança	Incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais Esta tarifa é definida para BP> e BP<
Tarifa de Energia	TE	Comercializador de último recurso grossista	Comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento de gás natural	
		Comercializador de último recurso grossista	Grandes clientes	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais Esta tarifa é definida para AP e MP
		Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais Esta tarifa é definida para MP, BP> e BP<

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2009-2010

Tarifas de gás natural a vigorar em 2009-2010

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifas de Acesso às Redes		Operador da rede de transporte	Clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	Incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
		Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Utilização das redes de transporte e de distribuição e serviços associados	Incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifas de Venda a Clientes Finais	TVCF	Comercializador de último recurso grossista	Clientes do comercializador de último recurso grossista	Fornecimento regulado de gás natural	Existem diversas opções tarifárias definidas na Secção IV do Capítulo III do Regulamento Tarifário
		Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Existem diversas opções tarifárias definidas na Secção IV do Capítulo III do Regulamento Tarifário

3.2 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) baseia-se em três parcelas, as quais se referem aos serviços de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os preços destas três parcelas são calculados de forma a proporcionar um conjunto de receitas com estrutura idêntica à dos proveitos permitidos das funções de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL.

A forma de determinação dos preços destas três parcelas encontra-se estabelecida no artigo 107.º do Regulamento Tarifário.

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, viabilizando o acesso dos utilizadores de pequena dimensão ao terminal de GNL, foi criada uma tarifa de curta duração que apresenta preços diferenciados no termo de capacidade da parcela de regaseificação.

A criação desta nova opção tarifária encontra-se justificada no documento “Proposta de alteração do Regulamento tarifário do sector do gás natural, Maior Flexibilidade Tarifária”.

3.2.1 PREÇOS DA PARCELA DE RECEPÇÃO DE GNL

No que concerne a parcela de recepção de GNL o preço de energia é determinado de modo a que, uma vez aplicado à energia das entregas na RNTGN e das entregas de GNL ao transporte por rodovia, permita recuperar os proveitos permitidos da função de recepção de GNL. No Quadro 3-2 apresenta-se o preço de energia da parcela de recepção de GNL.

Quadro 3-2 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL

PARCELA DE RECEPÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00017647

3.2.2 PREÇOS DA PARCELA DE ARMAZENAMENTO DE GNL

O preço de energia armazenada da parcela de armazenamento de GNL é determinado de modo a que, uma vez aplicado à energia diária armazenada, permita recuperar os proveitos permitidos da função de armazenamento de GNL. No Quadro 3-3 apresenta-se o preço de energia diária armazenada.

Quadro 3-3 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00004695

3.2.3 PREÇOS DA PARCELA DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Os preços de capacidade utilizada de regaseificação e de energia são determinados de forma a manter-se a estrutura de custos incrementais de capacidade e de energia, por aplicação de um factor de escala multiplicativo a estes custos incrementais, de modo a recuperarem-se os proveitos permitidos da função de regaseificação de GNL deduzidos da correspondente parcela do ajustamento dos proveitos da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do ano gás *t-2* e da parcela de proveitos resultante do termo fixo aplicável ao carregamento de camiões cisterna.

Dados os custos incrementais de capacidade e de energia⁴, os proveitos permitidos para a parcela de regaseificação, o preço do termo fixo de carregamento de camiões cisterna e as quantidades previstas para o ano gás 2009-2010 é possível determinar o factor de escala a aplicar aos custos incrementais de capacidade e de energia, 2,02, e obter os preços de capacidade utilizada e de energia.

Nos Quadro 3-4 e Quadro 3-5 apresentam-se os preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração.

Quadro 3-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,005859
Energia (EUR/kWh)	0,00016796
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)	137,64

Quadro 3-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração

PARCELA REGASEIFICAÇÃO - CURTA DURAÇÃO	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008789
Energia (EUR/kWh)	0,00016796

⁴ Apresentado no documento "Determinação da Estrutura tarifária 2009-2010"

3.2.4 SÍNTESE DOS PREÇOS DA TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

No Quadro 3-6 sintetizam-se os preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 3-6 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Tarifas	Preços da tarifa de UTRAR			
	Preço de capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	Preço de energia armazenada (EUR/kWh)	Preço de energia (EUR/kWh)	Preço do termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)
Termo de recepção	-	-	0,00017647	-
Termo de Armazenamento	-	0,00004695	-	-
Termo de Regaseificação (inclui termo de carregamento de GNL)	0,005859	-	0,00016796	-
	-	-	-	137,64

Conforme se apresenta no Quadro 3-7, nas suas entregas à RNTGN, o operador do terminal aplica o preço de capacidade utilizada, preço de energia armazenada e preços de energia do termo de recepção e do termo de regaseificação.

Quadro 3-7 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a aplicar nas entregas à RNTGN

TARIFA DE UTRAR NAS ENTREGAS À RNTGN	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,005859
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00004695
Energia (EUR/kWh)	0,00034443

Na tarifa de curta duração aplicam-se os preços do Quadro 3-8.

Quadro 3-8 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de Curta Duração a aplicar nas entregas à RNTGN

TARIFA DE UTRAR NAS ENTREGAS À RNTGN - CURTA DURAÇÃO	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008789
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00004695
Energia (EUR/kWh)	0,00034443

Conforme consta no Quadro 3-9, nas suas entregas a camiões cisterna, o operador aplica o preço de energia armazenada, o preço de energia do termo de recepção e o preço do termo fixo de carregamentos dos camiões cisterna.

Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a aplicar nas entregas a camiões cisterna

TARIFA DE UTRAR NAS ENTREGAS A CAMIÕES CISTERNA	PREÇOS
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00004695
Energia (EUR/kWh)	0,00017647
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)	137,64

3.3 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, a aplicar aos respectivos utilizadores, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

As tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo são compostas por preços de energia injectada, de energia extraída e por preço diário de energia armazenada.

No presente ano gás não se consideram períodos tarifários distintos.

Para efeitos de determinação das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram considerados os custos nivelados de energia extraída, energia injectada e energia armazenada apresentados no documento "Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2009-2010".

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, são referidos à fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede a que está ligado e são os que se apresentam no Quadro 3-10.

Quadro 3-10 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS
Energia injectada (EUR/kWh)	0,00020335
Energia extraída (EUR/kWh)	0,00020335
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00002422

TRANSFERÊNCIA ENTRE OS OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO RELATIVA À PARTILHA DO USO DAS UNIDADES DE SUPERFÍCIE

A existência de uma tarifa única de armazenamento subterrâneo a aplicar aos utilizadores de dois operadores diferentes com custos e activos também diferentes gera a necessidade de ajustar o valor facturado por cada um dos operadores ao valor dos proveitos permitidos.

Este ajustamento, nos termos do Regulamento Tarifário, é efectuado a título definitivo no ano gás $t+2$. Ou seja, dois anos depois de verificados os proveitos recuperados por cada operador e comparados com os respectivos proveitos permitidos.

No entanto, a natureza da estrutura de proveitos permitidos, por um lado, e das quantidades previstas para o ano gás t , por outro lado, permitem antever desde logo uma diferença entre as receitas previstas obter e os proveitos permitidos. Assim, faz sentido estabelecer uma regra de repartição mensal com base na facturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo com vista a minimizar os ajustamentos necessários no ano $t+2$.

Esta regra de repartição visa, não só atenuar as diferenças entre os perfis de pagamentos anuais dos operadores de armazenamento subterrâneo, mas também minimizar os custos financeiros subjacentes, que acabariam por ser suportados pelos consumidores de gás natural.

Uma parte importante do racional de repartição de receitas de facturação entre os operadores resulta também do facto de ambos partilharem as instalações de superfície, que são activos do Operador de Armazenamento, REN Armazenagem.

Importa referir que não deve ser confundido as receitas dos termos de energia injectada e extraída com a remuneração dos activos da estação de superfície. São valores que não coincidem, nem devem coincidir por diversas razões, das quais se destacam as seguintes:

- Os activos de superfície não são apenas os equipamentos de injeção e/ou extracção.
- Os preços de injeção e extracção devem ser calculados num horizonte de médio e longo prazo, pois as quantidades apresentam uma grande volatilidade inter-anual.

- O custo marginal de curto prazo (custo variável) associado à utilização dos equipamentos de injeção e extracção tende para zero, excluindo as perdas pagas em espécie.

No Quadro 3-11 apresenta-se a percentagem da facturação mensal que a Transgás Armazenagem deve transferir para a REN Armazenagem.

Quadro 3-11 - Cálculo da percentagem da facturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo recebida pela Transgás Armazenagem, a transferir mensalmente para a REN Armazenagem

Proveitos permitidos ao OAS Transgás 10 ³ €	Proveitos previstos Recuperar pelo OAS Transgás 10 ³ €	Rácio entre os proveitos permitidos e os proveitos previstos recuperar
2 351	3 897	60%
Percentagem da facturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo recebida pelo OAS Transgás Armazenagem, a transferir mensalmente para o OAS REN Armazenagem		40%

O cálculo dos proveitos previstos recuperar pela Transgás Armazenagem tiveram como base as previsões enviadas por este operador em termos de energia armazenada, aproximadamente 441 GWh de energia armazenada diariamente, e nenhuma energia extraída ou injectada para o ano gás 2009-2010.

A percentagem da facturação mensal a transferir incide sobre toda a factura mensal resultante da aplicação de todos os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, apresentada no Quadro 3-10, às quantidades entregues ao OAS Transgás Armazenagem.

3.4 TARIFAS POR ACTIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

3.4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas em GNL deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

O preço de energia da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 - Preço de energia da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00020516

3.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte às entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas de GNL, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

Conforme decorre do Artigo 109º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte é composta por preços de capacidade utilizada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses, e preços de energia entregue, com diferenciação entre períodos de ponta e períodos fora de ponta.

Os preços de capacidade, energia de ponta e energia, são determinados de forma a manterem a estrutura dos respectivos custos incrementais. Aplica-se um factor de escala multiplicativo a esses custos incrementais por forma a que o produto dos preços pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos, sendo esse factor de escala 0,93 em 2009-2010.

No documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2009-2010” apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

O Quadro 3-13 apresenta os preços para as variáveis de facturação de capacidade utilizada, energia e energia de ponta da tarifa de Uso da rede de Transporte.

Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,027073
Energia (EUR/kWh)	0,00000627
Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh)	0,00021937

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, de forma a viabilizar o acesso à rede de transporte de clientes de curtas utilizações (que apresentam consumos concentrados no tempo) criou-se uma opção tarifária de curtas utilizações que se apresenta no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da rede de Transporte

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,005415
Energia (EUR/kWh)	0,00000627
Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh)	0,00302733

As tarifas aplicam-se às saídas ou seja aos pontos de entrega da rede de transporte, quer a clientes, quer aos operadores das redes de distribuição ligados à rede de transporte, assim como à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário.

Às entregas de gás da RNTGN para pontos de custódia de redes internacionais é diminuído ao preço de capacidade utilizada o valor correspondente aos custos associados com os troços periféricos das redes, nomeadamente os custos associados com GRMS que não devem ser imputados a estas entregas.

No Quadro 3-15 apresenta-se a tarifa de Uso da Rede de Transporte de Gás Natural aplicável às entregas da RNTGN em alta pressão a redes internacionais. Estes preços são idênticos à tarifa de Uso da Rede de Transporte em todos os termos tarifários à excepção do termo de capacidade utilizada. Este preço é obtido subtraindo ao preço de capacidade utilizada apresentado no Quadro 3-13 o valor referente aos custos incrementais de capacidade utilizada associada aos troços periféricos multiplicado pelo factor de escala associado ao cálculo da tarifa de uso da Rede de Transporte.

Excluem-se do âmbito de aplicação desta tarifa as entregas associadas a acordos internacionais de cedência de capacidade na Rede de Transporte anteriores ao Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de Julho.

Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar nas entregas a redes internacionais

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE ENTREGAS INTERNACIONAIS	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,020878
Energia (EUR/kWh)	0,00000627
Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh)	0,00021937

A oferta de uma tarifa de curtas utilizações para o uso da rede de transporte foi acompanhada por uma medida semelhante para as entregas internacionais, assegurando-se a não discriminação entre os dois tipos de entregas. A flexibilidade tarifária no uso da rede de transporte para entregas internacionais é assegurada através da criação de uma opção tarifária de curta duração, semelhante à criada no terminal

de GNL, uma vez que importa assegurar que os produtos de capacidade oferecidos para estas duas infra-estruturas sejam semelhantes.

Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte de Curta Duração a aplicar nas entregas a redes internacionais

USO DA REDE DE TRANSPORTE ENTREGAS INTERNACIONAIS - CURTA DURAÇÃO	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,031316
Energia (EUR/kWh)	0,00000627
Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta (EUR/kWh)	0,00021937

3.5 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.5.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

Conforme decorre do Artigo 112º do Regulamento Tarifário, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás natural às suas entregas, apresentam-se no Quadro 3-17.

Quadro 3-17 - Preços da tarifa de UGS dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural

TARIFAS DE USO GLOBAL DO SISTEMA				
Tarifas	Leitura	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS _{ORD}				0,00020528
MP	Diária			0,00020542
	Diária Curtas Utilizações			0,00020542
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00020542
		≥ 100.001		0,00020542
BP>	Diária			0,00020612
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00020612
		≥ 100.001		0,00020612
	BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220
Escalão 2			221 - 500	0,00020612
Escalão 3			501 - 1 000	0,00020612
Escalão 4			1 001 - 10 000	0,00020612

3.5.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, devem proporcionar os proveitos a recuperar relativos ao transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione os custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

Conforme decorre do Artigo 110º do Regulamento Tarifário, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR PELOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Energia	
				Fora de Ponta (EUR/kWh)	Ponta (EUR/kWh)
URT _{ORD}				0,00002671	0,00165834
MP	Diária			0,00002673	0,00165950
	Diária Curtas Utilizações			0,00002673	0,00165950
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00002673	0,00165950
			≥ 100.001	0,00002673	0,00165950
BP>	Diária			0,00002682	0,00166514
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00002682	0,00166514
			≥ 100.001	0,00002682	0,00166514
	BP<	Outra	Escalão 1		0,00159872
Escalão 2				0,00159560	
Escalão 3				0,00159748	
Escalão 4				0,00160053	

A tarifa aplica-se às saídas da rede de transporte, ou seja aos pontos de entrega da rede de transporte, quer a clientes, quer aos operadores das redes de distribuição ligados à rede de transporte, assim como à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário.

3.5.3 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

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

Conforme decorre do Artigo 113º do Regulamento Tarifário, os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão, para os níveis de pressão a jusante e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Os preços de capacidade, energia de ponta, energia e termo fixo, são determinados de forma a manterem a estrutura dos respectivos custos incrementais, por aplicação de um factor de escala multiplicativo aos custos incrementais, apresentados no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2009-2010”.

Com base nos proveitos permitidos para a actividade de Uso de Rede de Distribuição, determinou-se que o factor de escala a aplicar a esses custos incrementais é de 1,37.

3.5.3.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição em MP às entregas em MP e BP apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 3-19 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP

TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Leitura		Fora de Ponta (EUR/kWh)	Ponta (EUR/kWh)	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
URD _{MP}				213,44	213,44	0,00000673	0,00038717	0,028671
MP	Diária			213,44		0,00000673	0,00038717	0,028671
	Mensal		10 000 - 100 000		240,18	0,00459408	0,00497452	
			≥ 100.001		325,96	0,00184167	0,00222211	
BP>	Diária					0,00000676	0,00193888	
	Mensal		10 000 - 100 000			0,00000676	0,00193888	
			≥ 100.001			0,00000676	0,00193888	
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220			0,00186055		
		Escalão 2	221 - 500			0,00185686		
		Escalão 3	501 - 1 000			0,00185908		
		Escalão 4	1 001 - 10 000			0,00186268		

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, de forma a viabilizar o acesso dos clientes de curtas utilizações (clientes que apresentam um consumo concentrado no tempo) às redes de gás natural criou-se uma opção tarifária de curtas utilizações para a tarifa de uso da Rede de Distribuição em Média Pressão. Os preços dessa tarifa são apresentados no Quadro 3-20.

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de curtas utilizações de URD em MP

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP - Curtas Utilizações								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)	
			Leitura		Fora de Ponta (EUR/kWh)	Ponta (EUR/kWh)		
			Diária	Mensal				
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
MP Diária Curtas utilizações			213,44		0,00000673	0,00383297	0,005734	

3.5.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP> apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 3-21 - Preços da tarifa de URD em BP >

TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Leitura		Fora de Ponta (EUR/kWh)	Ponta (EUR/kWh)	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)				
URD _{BP>}				70,67	70,67	0,00003843	0,00283139	0,030396
BP>	Diária			70,67		0,00003843	0,00283139	0,030396
	Mensal	10 000 - 100 000			101,27	0,00490178	0,00769474	
		≥ 100.001			213,83	0,00174060	0,00453356	

3.5.3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP< apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 3-22 - Preços da tarifa de URD em BP <

TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				(EUR/mês)		Fora de Ponta (EUR/kWh)	Ponta (EUR/kWh)	
URD _{BP<}				0,22		0,00003843	0,00472991	0,030396
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,22		0,03745530		
		Escalão 2	221 - 500	1,11		0,03230858		
		Escalão 3	501 - 1 000	2,68		0,02837538		
		Escalão 4	1 001 - 10 000	3,23		0,02764582		

3.6 TARIFAS POR ACTIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

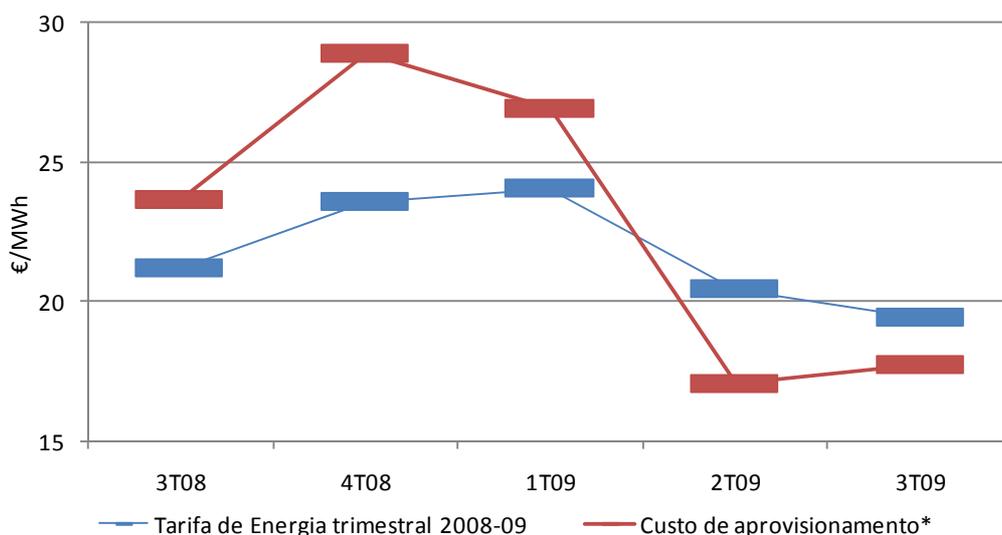
3.6.1 TARIFA DE ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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

A tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista reflecte o custo previsto para o aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2009-2010 bem como o custo com a utilização das infra-estruturas da RNTIAT (terminal de recepção de GNL e armazenamento subterrâneo). Adicionalmente, a tarifa incorpora um ajustamento de proveitos para reflectir a diferença estimada entre os custos de aprovisionamento (pagamentos a montante) e a tarifa trimestral (recebimentos de jusante) durante o ano gás 2008-2009. Como ilustra a figura seguinte, a tarifa de venda aos comercializadores de

último recurso retalhistas (e também aos grandes clientes), ajustada trimestralmente, não reflectiu integralmente os custos estimados para cada trimestre do ano gás 2008-2009. Nos primeiros 3 trimestres do ano gás registou-se um desvio negativo de receitas enquanto no 4.º trimestre se procedeu à recuperação de parte do desvio acumulado até essa altura.

Figura 3-1 - Evolução trimestral da tarifa de Energia e dos custos de aprovisionamento



(*) o custo de aprovisionamento inclui a utilização das infra-estruturas da RNTIAT e as perdas na RNT.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Energia para o primeiro trimestre do ano gás 2009-2010 (terceiro trimestre de 2009) da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 3-23 - Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Comercializadores de último recurso retalhistas (EUR/kWh)	0,01947152

3.6.2 TARIFA DE ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista aos seus fornecimentos a grandes clientes, deve proporcionar os proveitos permitidos

da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, recuperando os custos que lhe estão associados.

A tarifa de Energia aplicável a grandes clientes coincide em 2009-10 com a tarifa de Energia aplicável aos comercializadores de último recurso retalhistas dado que o aprovisionamento do comercializador de último recurso grossista é efectuado através do comercializador do SNGN.

Os preços da tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes para o primeiro trimestre do ano gás 2009-2010 (terceiro trimestre de 2009), apresentados no quadro seguinte, são os que resultam da conversão dos preços calculados segundo n.º 2 do Artigo 102.º do Regulamento Tarifário, para os vários níveis de pressão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 3-24 - Tarifa de Energia da Comercialização de último recurso a grandes clientes

TARIFA DE ENERGIA (> 2 000 000 m ³)	PREÇOS
Alta Pressão (EUR/kWh)	0,01947152
Média Pressão (EUR/kWh)	0,01948515

Ao abrigo dos artigos 21.º e 25.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 1 milhão de m³(n) podem optar pelas tarifas de Média Pressão. Como tal, aos grandes clientes do comercializador de último recurso grossista apenas se aplicam tarifas em Média e Alta Pressão.

3.6.3 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista aos fornecimentos de gás natural a grandes clientes, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, recuperando os custos que lhe estão associados.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização de último recurso a grandes clientes.

Quadro 3-25 - Tarifa de Comercialização da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes

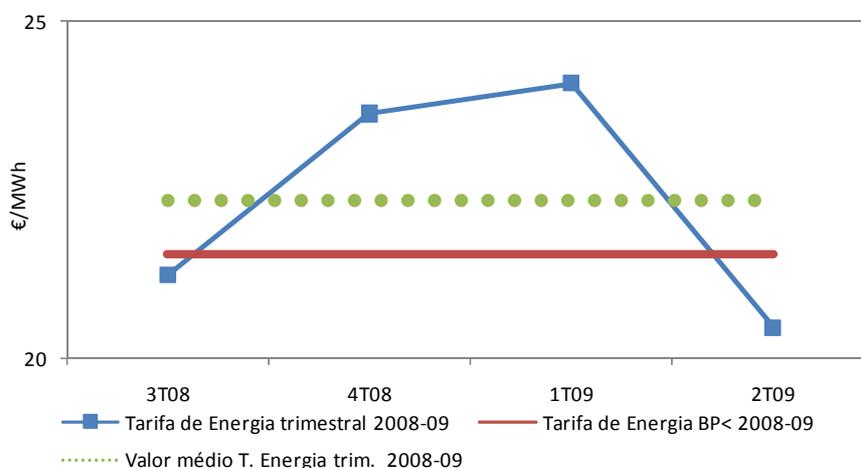
TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)	2 354,00

3.7 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS**3.7.1 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS**

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos aos seus clientes, deve proporcionar os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de cada comercializador de último recurso retalhista, recuperando os custos que lhe estão associados.

Como ilustra a figura seguinte, a tarifa trimestral reflectiu as subidas do custo de aprovisionamento tendo sido ajustada para cima nos 2.º e 3.º trimestres do ano gás. No 4.º trimestre a tarifa trimestral fixou-se abaixo da tarifa de Energia aplicável a clientes em Baixa Pressão com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ (n), permitindo uma recuperação parcial do desvio criado nos trimestres anteriores. De facto, por causa desta falta de sincronismo entre a tarifa de Energia de BP< e a tarifa de compra de gás natural pelos comercializadores último recurso retalhistas ao comercializador de último recurso grossista, foi criado um desvio tarifário no ano gás 2008-2009.

Figura 3-2 - Evolução trimestral da tarifa de Energia e da tarifa de Energia anual aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m³(n) durante o ano gás 2008-2009

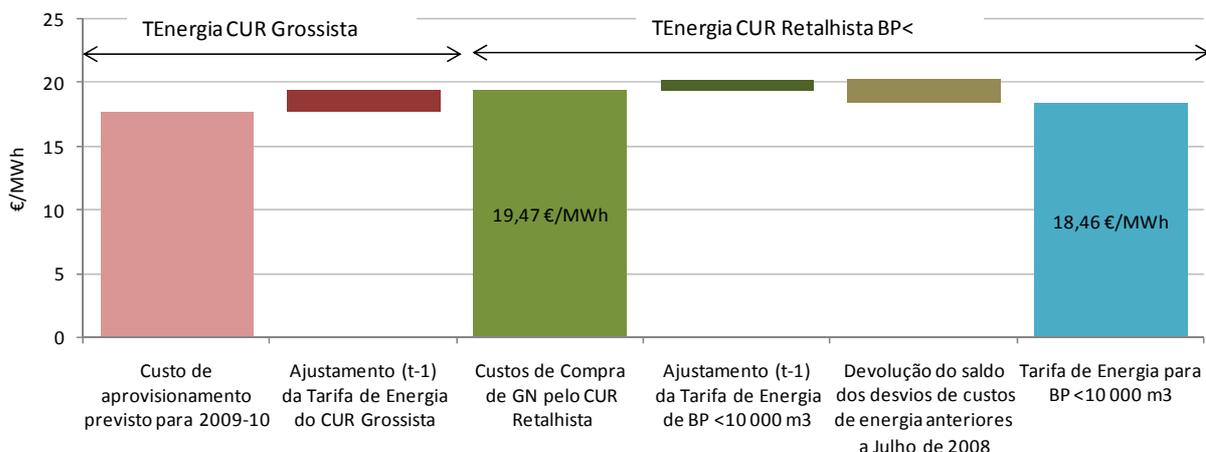


A diferença entre o preço médio verificado da tarifa trimestral e o preço da tarifa de Energia de BP< publicado para 2008-2009 é aplicada num ajustamento ao preço da tarifa de Energia para estes fornecimentos em 2009-2010. De facto, os clientes com tarifa trimestral (com consumos acima de 10 000 m³ (n)) já viram parcialmente reflectido no preço da tarifa trimestral o acréscimo de custos verificado durante o ano gás de 2008-2009, enquanto os clientes com tarifa de Energia anual beneficiaram de uma tarifa constante.

Adicionalmente, o ajustamento de preço da tarifa de Energia em BP< inclui um montante a descontar à tarifa que corresponde ao saldo dos desvios de custos de energia anteriores ao início da regulação tarifária da ERSE, em Julho de 2008. Estes desvios referem-se ao período, prévio à regulação tarifária, da relação comercial entre a Transgás – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A., e as distribuidoras regionais (precuroras dos comercializadores de último recurso retalhistas). Os desvios decorriam da diferença entre os custos incorridos pela Transgás na aquisição de gás natural e o custo facturado às distribuidoras regionais. Registou-se em 30 de Junho de 2008 um valor residual a devolver aos consumidores de gás natural. Este valor é agora imputado à tarifa de Energia de BP<, justificando assim o seu valor inferior à tarifa de Energia aplicável aos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ (n). Com efeito, no período anterior à regulação tarifária pela ERSE, estes desvios afectavam exclusivamente as tarifas de BP< no âmbito do processo de homologação das tarifas.

A Figura 3-3 apresenta o preço médio da tarifa de Energia aplicável em 2009-2010 a fornecimentos a clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n). Este preço médio é decomposto nas suas várias parcelas.

Figura 3-3 - Composição do preço da tarifa de Energia aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m³(n) durante o ano gás 2009-2010



Os preços da tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso retalhista para o primeiro trimestre do ano gás 2009-2010 (terceiro trimestre de 2009), apresentados nos quadros seguintes, são os que resultam da conversão dos preços calculados segundo n.º 2 do Artigo 104.º do Regulamento Tarifário para os vários níveis de pressão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos. A tarifa de Energia aplicável aos consumidores de Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<) é anual. A tarifa de Energia aplicável aos restantes fornecimentos está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 3-26 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA (10 000 m ³ a 2 000 000 m ³)	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,01948515
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,01955140

Quadro 3-27 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA (<10 000 m ³)	PREÇOS
Baixa Pressão < 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,01853256

3.7.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Nos termos do Regulamento Tarifário, as tarifas de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista aos fornecimentos de gás natural aos seus clientes, devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso retalhista, recuperando os custos que lhe estão associados.

As tarifas de Comercialização são compostas por um termo tarifário fixo, definido em euros por mês, com preços diferenciados entre clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (n) e entre clientes com consumos superiores a 10 000 m³ (n).

Os preços das tarifas de Comercialização são calculados por forma a que o seu produto pelo número de clientes dos comercializadores de último recurso envolvidos proporcione o montante dos proveitos permitidos, mantendo-se a relação entre os preços aplicados em 2008-2009 à BP< e os preços aplicados a clientes com consumos superiores a 10 000 m³/ano.

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP< (CONSUMOS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³ (N) POR ANO)

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização de último recurso retalhista em BP< (consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ (n) por ano).

Quadro 3-28 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³(n) por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)	2,32

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS SUPERIORES A 10 000 M³ (N) POR ANO E INFERIORES A 2 MILHÕES DE M³ (N) POR ANO

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização de último recurso retalhista para clientes com consumos superiores a 10 000 m³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m³ (n) por ano.

Quadro 3-29 - Tarifa de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m³ (n) por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)	10,23

3.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso a vigorarem no ano gás 2009-2010.

O princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes dos comercializadores de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando em cada nível de pressão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade apresentadas nos quadros anteriores.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais é implementada de forma gradual para os clientes de BP < 10 000 m³ ano, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida no Regulamento Tarifário através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no Artigo 120.º, o qual estabelece a convergência gradual para os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, através de um mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário. A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais com base em tarifas aditivas e o processo de convergência para as mesmas é descrita no documento “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2009-2010”.

Para os restantes clientes as tarifas de Venda Clientes Finais a aplicar em 2009-2010 são totalmente aditivas.

As tarifas transitórias são extintas em 2009-2010, sendo apresentada justificação e respectivos impactes desta extinção no documento “Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural”.

As opções de curtas utilizações foram criadas no sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, por forma a viabilizar o acesso dos clientes que apresentem consumos concentrados no tempo às redes de gás natural. Esta opção é justificada no documento justificativo da alteração do Regulamento Tarifário.

Note-se que ao abrigo dos Artigos 21.º e 25.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 1 milhão de m³(n) podem optar pelas tarifas de Média Pressão.

Para além da publicação do termo tarifário fixo em euros por mês, a ERSE publica o referido termo fixo mensal em euros por dia, de modo a facilitar a facturação.

3.8.1 TARIFAS A VIGORAR NO ANO GÁS 2009-2010

3.8.1.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

As tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no ano gás 2009-2010 apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-30 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM ALTA PRESSÃO					TRANSGÁS	
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
		Fora de Ponta (€/kWh)	Ponta (€/kWh)			
Diária	2 354,00	0,019683	0,019902	0,027073	77,3918	0,00089008
Curtas utilizações	2 354,00	0,019683	0,022710	0,005415	77,3918	0,00017802

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO > 2.000.000 m ³ ANO					TRANSGÁS	
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
		Fora de Ponta (€/kWh)	Ponta (€/kWh)			
Diária	2 567,44	0,019724	0,021737	0,028671	84,4091	0,00094261
Curtas utilizações	2 567,44	0,019724	0,025183	0,005734	84,4091	0,00018852

3.8.1.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

As tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas a vigorarem no ano gás 2009-2010 apresentam-se nos quadros seguintes.

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2009-2010

Tarifas de gás natural a vigorar em 2009-2010

3.8.1.2.1 FORNECIMENTOS SUPERIORES A 10 000 m³

Quadro 3-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Ponta (€/kWh)	Ponta (€/kWh)			
Diária		223,67	0,019724	0,021737	0,028671	7,3536	0,00094261
Curtas utilizações		223,67	0,019724	0,025183	0,005734	7,3536	0,00018852
Mensal	10 000 - 100 000	250,41	0,024311	0,026325		8,2327	
	100 001 - 2 000 000	336,19	0,021559	0,023572		11,0528	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m ³ ANO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Ponta (€/kWh)	Ponta (€/kWh)			
Diária		80,90	0,019830	0,026193	0,030396	2,6596	0,00099932
Mensal	10 000 - 100 000	111,50	0,024693	0,031056		3,6656	
	100 001 - 1 000 000	224,06	0,021532	0,027895		7,3662	

3.8.1.2.2 FORNECIMENTOS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

BEIRAGÁS

Quadro 3-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano					BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia (€/kWh)		Termo tarifário fixo (€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,14		0,0652	0,0704
Escalão 2	221 - 500	3,43		0,0586	0,1129
Escalão 3	501 - 1 000	5,34		0,0459	0,1754
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,56		0,0459	0,1827

DIANAGÁS

Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,54	0,0597	0,0836
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0546	0,1129
Escalão 3	501 - 1 000	5,00	0,0506	0,1644
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,56	0,0498	0,1829

DURIENSEGÁS

Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,54	0,0597	0,0836
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0545	0,1129
Escalão 3	501 - 1 000	5,00	0,0506	0,1644
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,56	0,0498	0,1827

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,77	0,0634	0,0582
Escalão 2	221 - 500	3,73	0,0545	0,1226
Escalão 3	501 - 1 000	5,22	0,0506	0,1717
Escalão 4	1 001 - 10 000	8,89	0,0423	0,2923

LISBOAGÁS

Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lisboagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				LISBOAGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,65	0,0622	0,0542	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0575	0,1129	
Escalão 3	501 - 1 000	5,20	0,0474	0,1709	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,56	0,0474	0,1827	

LUSITANIAGÁS

Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				LUSITANIAGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,65	0,0613	0,0542	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0577	0,1129	
Escalão 3	501 - 1 000	5,25	0,0495	0,1724	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,73	0,0484	0,1885	

MEDIGÁS

Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				MEDIGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,54	0,0598	0,0836	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0549	0,1129	
Escalão 3	501 - 1 000	5,00	0,0507	0,1644	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,57	0,0493	0,1831	

PAXGÁS**Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				PAXGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,54	0,0597	0,0836	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0546	0,1129	
Escalão 3	501 - 1 000	5,00	0,0506	0,1644	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,56	0,0498	0,1829	

SETGÁS**Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				SETGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,65	0,0617	0,0542	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0583	0,1129	
Escalão 3	501 - 1 000	5,18	0,0469	0,1705	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,56	0,0469	0,1827	

SONORGÁS**Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Sonorgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano				SONORGÁS	
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,54	0,0597	0,0836	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0545	0,1129	
Escalão 3	501 - 1 000	5,00	0,0506	0,1644	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,56	0,0498	0,1827	

TAGUSGÁS

Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ /ano					TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,09	0,0638	0,0687	
Escalão 2	221 - 500	3,43	0,0584	0,1129	
Escalão 3	501 - 1 000	5,32	0,0469	0,1750	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,56	0,0469	0,1827	

3.9 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem no ano gás 2009-2010.

3.9.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas em alta pressão.

Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Ponta	Ponta		
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Diária	0,000211	0,000431	0,027073	0,00089008
Curtas utilizações	0,000211	0,003239	0,005415	0,00017802

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas internacionais a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA ENTREGAS INTERNACIONAIS				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Ponta	Ponta		
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Diária	0,000006	0,000219	0,020878	0,00068639
Curta duração	0,000006	0,000219	0,031316	0,00102958

Excluem-se do âmbito de aplicação desta tarifa as entregas associadas a acordos internacionais de cedência de capacidade na Rede de Transporte anteriores ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

3.9.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas em média e baixa pressão.

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Ponta (€/kWh)	Ponta (€/kWh)			
Diária		213,44	0,000239	0,002252	0,028671	7,0173	0,00094261
Curtas utilizações		213,44	0,000239	0,005698	0,005734	7,0173	0,00018852
Mensal	10 000 - 100 000	240,18	0,004826	0,006839		7,8964	
	≥ 100.001	325,96	0,002074	0,004087		10,7166	

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO							
Opção tarifária	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Ponta (€/kWh)	Ponta (€/kWh)			
Diária		70,67	0,000278	0,006642	0,030396	2,3233	0,00099932
Mensal	10 000 - 100 000	101,27	0,005141	0,011505		3,3293	
	≥ 100.001	213,83	0,001980	0,008344		7,0299	

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10.000 m³ (n) por ano a vigorarem no ano gás 2009-2010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10 000 m ³ POR ANO					
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Termo tarifário fixo (€/dia)
			(€/kWh)		
Escalão 1	0 - 220	0,22			0,041121
Escalão 2	221 - 500	1,11			0,035967
Escalão 3	501 - 1 000	2,68			0,032038
Escalão 4	1 001 - 10 000	3,23			0,031315

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2009-2010

4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os Artigos 54.º, 92.º, 154.º e 216.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabelecem, respectivamente, que cabe à ERSE, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.
- Encargos com a rede a construir.
- Preço de leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.

Em conformidade com os mencionados preceitos do RRC, os valores aprovados pela ERSE devem ter em conta as propostas apresentadas pelas empresas reguladas.

4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS REGULADAS

Os operadores das redes de distribuição apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, encargos com a rede a construir e leitura extraordinária.

O operador da rede de transporte não apresentou proposta para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.

Os comercializadores de último recurso retalhistas apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para a quantia mínima a cobrar em caso de mora.

4.2.1 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

A proposta para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural foi apresentada conjuntamente pelos operadores das redes de distribuição do Grupo Galp e pela EDP Gás Distribuição.

A fundamentação dos preços propostos foi efectuada com base na informação relativa à prestação destes serviços pelos seguintes operadores das redes: LisboaGás Distribuição, Setgás Distribuição, Beiragás Distribuição e Lusitaniagás Distribuição. A EDP Gás Distribuição não apresentou informação

relativa à prestação destes serviços (preços contratados com os prestadores de serviços e número de serviços prestados).

Os elementos estatísticos apresentados pelas empresas do Grupo Galp anteriormente referidas para o primeiro semestre de 2008 permitem concluir que se verificaram 17 733 interrupções. Os restabelecimentos de fornecimento ocorreram principalmente entre as 9h e as 18h dos dias úteis (70%). Os restabelecimentos de fornecimento no período nocturno (das 18h às 22h) representaram 17% do total. Os restabelecimentos urgentes efectuados nas 4 horas seguintes à regularização da situação e sujeitos ao pagamento de um valor adicional representaram 12% do total. Finalmente, os restabelecimentos efectuados ao Sábado foram em número muito limitado, representando somente cerca de 1% do número total de restabelecimentos efectuados.

A proposta de preços apresentada é baseada nos valores médios praticados pelos prestadores de serviços contratados pelas empresas do Grupo Galp anteriormente referidas, com excepção do caso da LisboaGás Distribuição em que se considerou o valor correspondente à prestação do serviço aos clientes domésticos.

Os valores médios da prestação conjunta dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento que estiveram na base da proposta apresentada à ERSE são os que constam do Quadro 4-1. Os preços propostos pelos operadores das redes correspondem aos valores médios apurados, acrescidos de 20% relativos a custos administrativos.

Quadro 4-1 - Custos de prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural

Unidades: EUR

	Horário Normal	Horário Nocturno	Restabelecimento Urgente (4 h)	Restabelecimento ao Sábado
Setgás Distribuição	31,50	40,50	40,50	48,15
Lisboagás Distribuição	41,93	47,67	41,93	47,67
Beiragás Distribuição	37,32	57,40	48,17	57,40
Lusitaniagás Distribuição	34,40	44,40	44,40	52,90
Média	36,29	47,49	43,75	51,53
Valor proposto (valor médio acrescido de 20% para custos administrativos)	43,55	56,99	52,50	61,83

Os valores indicados pelas diferentes empresas apresentam variações significativas, apresentando a Setgás Distribuição os valores mais baixos para as diferentes modalidades de prestação dos serviços, com excepção da prestação do serviço de restabelecimento do fornecimento ao Sábado.

No Quadro 4-2 apresentam-se as variações de preços correspondentes às diferentes empresas do Grupo Galp, tendo por referência os valores mais baixos (100%).

Quadro 4-2 – Variação de preços face à proposta do valor mais baixo

	Horário Normal	Horário Nocturno	Restabelecimento Urgente (4 h)	Restabelecimento ao Sábado
Setgás Distribuição	100%	100%	100%	101%
Lisboagás Distribuição	133%	118%	104%	100%
Beiragás Distribuição	118%	142%	119%	120%
Lusitaniagás Distribuição	109%	110%	110%	111%
Média	115%	117%	108%	108%

4.2.2 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

A proposta para os encargos com a rede a construir foi apresentada conjuntamente pelos operadores das redes de distribuição do Grupo Galp e pela EDP Gás Distribuição.

Os encargos com a rede a construir em vigor até 30 de Junho de 2009 foram aprovados pela ERSE através do Despacho n.º 11 209/2008, de 17 de Abril. Os valores em vigor são os seguintes:

- a) Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (10 m) – 32 €/m.
- b) Rede a construir - 48,5 €/m.

Na proposta apresentada para o ano gás 2009-2010, os operadores das redes de distribuição adoptaram uma metodologia idêntica à que conduziu à aprovação dos valores em vigor, resultando os valores propostos para o próximo ano gás da actualização das condições contratuais acordadas com os prestadores destes serviços. Assim, os valores propostos para o ano gás 2009-2010 são os seguintes:

- a) Troço de ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (10 m) – 30,9 €/m.
- b) Rede a construir - 49,5 €/m.

4.2.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

As empresas referem que a realização de leituras extraordinárias no sector do gás natural é pouco frequente pelo facto das leituras efectuadas pelos operadores das redes serem realizadas com elevadas taxas de sucesso.

Considerando que os custos com a prestação deste serviço não sofreram alterações significativas, as empresas propõem a manutenção do preço actualmente em vigor para a prestação deste serviço – 9,14 euros, a que acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.4 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os comercializadores de último recurso retalhistas propõem a manutenção no próximo ano gás dos valores actualmente praticados para a quantia a cobrar em caso de mora no pagamento das facturas, ou seja:

- 1,25 euros para atrasos até 8 dias.
- 1,85 euros para atrasos superiores a 8 dias.

4.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS PARA O ANO GÁS 2009-2010

4.3.1 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

A proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição revela a existência de diferenças significativas nos custos de prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.

Nos quadros seguintes é efectuada uma comparação entre os custos apresentados para as diferentes empresas, a proposta das empresas e os preços actualmente em vigor. Os valores apresentados incluem um acréscimo de 20% para encargos administrativos.

A análise do quadro seguinte permite concluir que os custos indicados pelas empresas para a prestação do serviço no horário laboral são significativamente superiores aos preços em vigor, com excepção do caso da Setgás que apresenta um custo inferior ao preço actualmente em vigor.

**Quadro 4-3 – Prestação do serviço de interrupção e restabelecimento no horário laboral
(comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)**

Unidades:EUR

	Custo das empresas (inclui 20% para encargos administrativos)	Proposta das empresas	Preços em vigor
Lisboagás Distribuição	50,32	43,55	39,70
Setgás Distribuição	37,80		
Beiragás Distribuição	44,78		
Lusitaniagás Distribuição	41,28		

Da análise do quadro seguinte verifica-se que os custos indicados pelas quatro empresas para a prestação do serviço no horário nocturno são significativamente superiores ao preço actualmente em vigor.

**Quadro 4-4 – Prestação do serviço de interrupção e restabelecimento no horário nocturno
(comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)**

Unidades:EUR

	Custo das empresas (inclui 20% para encargos administrativos)	Proposta das empresas	Preços em vigor
Lisboagás Distribuição	57,20	56,99	45,69
Setgás Distribuição	48,60		
Beiragás Distribuição	68,88		
Lusitaniagás Distribuição	53,28		

De igual modo, verifica-se que os custos de prestação destes serviços ao Sábado indicados pelas empresas são significativamente superiores ao preço actualmente em vigor.

**Quadro 4-5 - Prestação do serviço de interrupção e restabelecimento no Sábado
(comparação entre os preços propostos e os preços em vigor)**

Unidades:EUR

	Custo das empresas (inclui 20% para encargos administrativos)	Proposta das empresas	Preços em vigor
Lisboagás Distribuição	57,20	61,83	48,66
Setgás Distribuição	57,78		
Beiragás Distribuição	68,88		
Lusitaniagás Distribuição	63,48		

Os preços actualmente em vigor foram aprovados pela primeira vez para vigorarem no ano gás 2007-2008, com base em informação muito insuficiente disponibilizada à data pelos operadores das redes. Para o ano gás 2008-2009, os operadores das redes propuseram a manutenção dos preços que vigoraram no ano gás 2007-2008.

A proposta dos operadores das redes para a prestação destes serviços no ano gás 2009-2010 não pode ainda considerar-se adequadamente justificada, designadamente no que se refere às razões que possam explicar a existência de preços tão díspares entre empresas. Importa, no entanto, referir que a informação e fundamentação da actual proposta representam uma melhoria considerável face à proposta apresentada em 2007 e que serviu de base à aprovação dos preços actualmente em vigor.

Tendo em conta os antecedentes referidos, designadamente a proposta de manutenção dos preços no ano gás 2008-2009, não se considera aceitável a proposta dos operadores das redes. A sua aprovação representaria aumentos superiores a 20% no caso do serviço de restabelecimento ser prestado em horário nocturno ou ao Sábado.

Tratando-se de um custo suportado directamente pelos consumidores e de forma a limitar os aumentos propostos pelas empresas, a ERSE considera que devem ser adoptados os seguintes critérios na aprovação dos preços aplicáveis à prestação deste serviço regulado:

- Considerar o custo mais eficiente apresentado pelos operadores das redes para os diferentes horários.
- Manter o preço em vigor, nos casos em que se verifique que existe pelo menos uma empresa com custo inferior.

A adopção destes critérios conduz aos seguintes resultados:

- Manutenção do preço que vigora desde o ano gás 2007-2008 para a prestação do serviço em horário laboral (cerca de 70% das solicitações dos clientes). Refira-se que a proposta das empresas conduzia a um aumento de 9,7% relativamente ao preço actualmente em vigor.
- Aumento de 6,4 % relativamente ao preço que vigora desde o ano gás 2007-2008 para a prestação do serviço em horário nocturno (cerca de 17% das solicitações dos clientes), em vez do aumento de 24,7% proposto pelas empresas.
- Aumento de 17,5% relativamente ao preço que vigora desde o ano gás 2007-2008 para a prestação do serviço ao Sábado (cerca de 1% das solicitações dos clientes), em vez do aumento de 27,1% proposto pelas empresas.
- Manutenção do valor do adicional para restabelecimento urgente do fornecimento que vigora desde o ano gás 2007-2008 (cerca de 12% das solicitações dos clientes), conforme proposta das empresas.

Os preços que resultam da aplicação desta metodologia são os indicados no Quadro 4-6, que inclui igualmente os preços propostos pelos operadores das redes.

Quadro 4-6 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços propostos pelos ORD	Preços propostos pela ERSE
Baixa Pressão Consumo anual até 10000 m³	Intervenção ao nível do Ponto de Alimentação: Dia útil (9h00 às 18h00)	43,55	39,70
	Intervenção ao nível do Ponto de Alimentação, fora do horário laboral: Dia útil (18h00 às 22h00)	56,99	48,60
	Sábado	61,83	57,20
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento de gás natural	8,96	8,96

Aos valores constantes do Quadro 4-6 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço, o restabelecimento urgente do fornecimento de gás natural deverá ser efectuado no prazo máximo de quatro horas a contar do momento em que foi regularizada a situação que motivou a interrupção do fornecimento.

4.3.2 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

Os valores propostos pelos operadores das redes de distribuição consideram-se adequadamente justificados, tendo sido seguida uma metodologia idêntica à que conduziu à aprovação dos valores em vigor. As alterações são justificadas pela actualização das condições de contratação dos serviços em causa aos prestadores de serviços contratados pelos operadores das redes de distribuição.

Os valores propostos representam uma redução de 3,4 % para os troços de rede que excedem o comprimento máximo do ramal fixado em 10 m e um aumento de 2,1% para os encargos com a rede a construir.

Importa ainda referir que de acordo com o Despacho da ERSE n.º 11 209/2008, os requisitantes das ligações às redes suportam somente os encargos (E) que resultam da aplicação das seguintes fórmulas:

a) Clientes com consumo anual previsto inferior ou igual a 10 000 m³

$$E = L(\text{rede}) \times P(\text{rede}) \times 0,5 + \text{Máx}(0, (L(\text{ramal}) - 10) \times P(\text{ramal}))$$

b) Clientes com consumo anual previsto superior a 10 000 m³, exceptuando grandes clientes

$$E = L(\text{rede}) \times P(\text{rede}) \times 0,5$$

Nas fórmulas anteriormente apresentadas, L(rede) e L(ramal) representam, respectivamente, os comprimentos da rede a construir e do ramal de distribuição. Por sua vez, P(rede) e P(ramal) correspondem aos preços a aprovar pela ERSE, assumindo os valores propostos pelos operadores das redes de distribuição indicados no Quadro 4-7.

Quadro 4-7 - Encargos com a rede a construir

Encargos com a rede a construir	Preços propostos pelos ORD	Preços propostos pela ERSE
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€/m)	30,90	30,90
Rede a construir (€/m)	49,50	49,50

Aos valores constantes do Quadro 4-7 acresce IVA à taxa legal em vigor.

4.3.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

Os valores propostos pelos operadores das redes de distribuição coincidem com os valores actualmente em vigor.

Os operadores das redes de distribuição referem que o serviço de leitura extraordinária é prestado raramente, devido às elevadas taxas de sucesso das leituras promovidas pelos operadores das redes. Os operadores das redes de distribuição não indicaram o número de vezes que cobraram este serviço nos últimos anos nem os montantes cobrados.

À semelhança do ocorrido em anos anteriores, a proposta dos operadores das redes de distribuição limita-se a considerar a prestação do serviço nos dias úteis, entre as 9h e as 18h.

A ERSE considera aceitável a proposta apresentada de manutenção dos valores actualmente em vigor, pelo que o preço do serviço de leitura extraordinária é o indicado no Quadro 4-8.

Quadro 4-8 – Preço do serviço de leitura extraordinária

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preço proposto
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	9,14

Aos valores constantes do Quadro 4-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.4 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores propostos pelos comercializadores de último recurso retalhistas coincidem com os valores actualmente em vigor. Refira-se ainda que os valores propostos coincidem com os têm vindo a ser praticados no sector eléctrico desde 1999.

A ERSE considera aceitável a proposta apresentada de manutenção dos valores actualmente em vigor, pelo que os valores da quantia mínima em caso de mora assumem os valores que se apresentam no Quadro 4-9.

Quadro 4-9 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 mil m³)

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços propostos
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 4-9 são contínuos.

5 ANÁLISE DE IMPACTES

5.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

No presente capítulo apresenta-se o impacte verificado nas tarifas das actividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2009-2010.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade e das tarifas de venda a clientes finais, entre 2008-2009 e 2009-2010, é apresentada da Figura 5-1 à Figura 5-14 e do Quadro 5-1 ao Quadro 5-14. Estes preços médios são referidos às entregas de gás natural aos utilizadores das infra-estruturas.

A evolução dos preços médios, apresentada nas figuras e quadros seguintes, é representada através de três estados distintos. O primeiro estado corresponde à situação correspondente ao ano gás 2008-2009. No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2009-2010, para as diferentes infra-estruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE e os respectivos impactes tarifários.

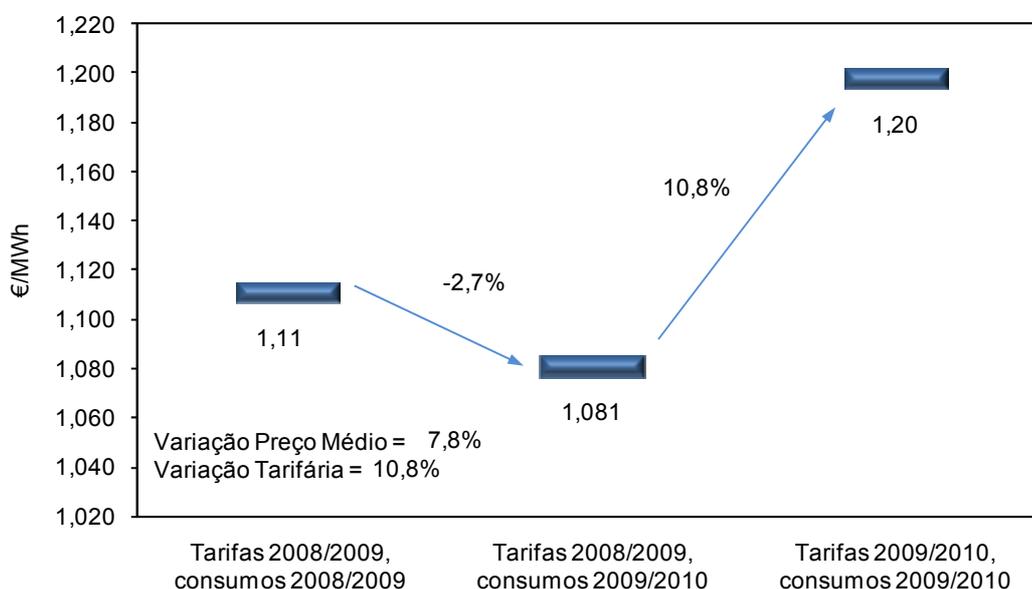
5.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

No Quadro 5-1 e na Figura 5-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2009-2010.

Quadro 5-1 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	35 335	40 836	45 240
Quantidades (MWh)	31 787 907	37 758 867	37 758 867
Preço médio (€/MWh)	1,11	1,081	1,20

Para efeitos de cálculo do preço médio, foram consideradas as quantidades de energia à entrada Terminal.

Figura 5-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

5.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

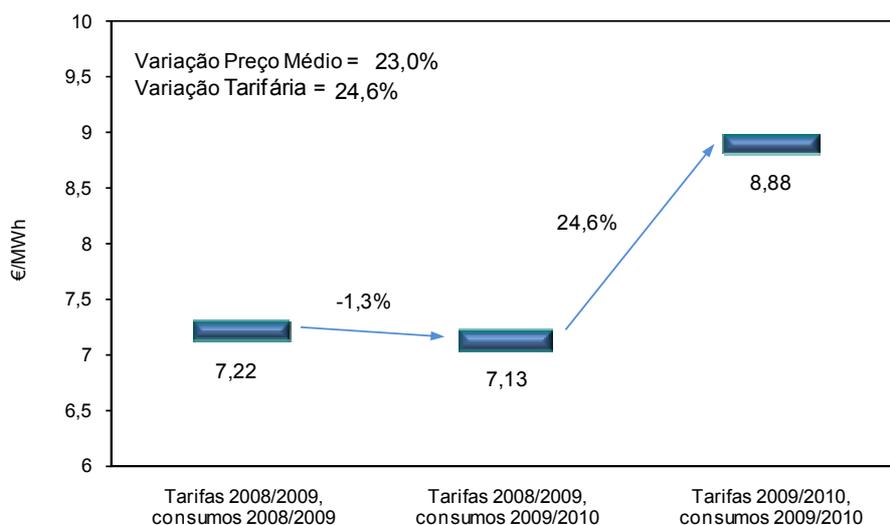
No Quadro 5-2 e na Figura 5-2 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo do ano gás 2008-2009 para 2009-2010.

Quadro 5-2 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	13 644	14 564	18 141
Quantidades (MWh)	1 889 372	2 042 639	2 042 639
Preço médio (€/MWh)	7,22	7,13	8,88

Para efeitos de cálculo do preço médio apresentado utilizou-se como variável a energia armazenada diariamente.

Figura 5-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo



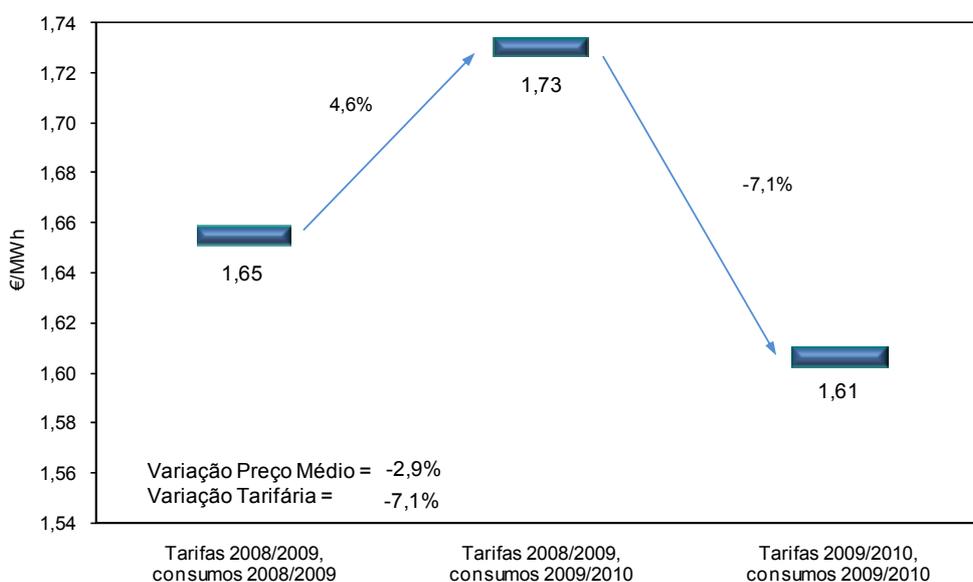
5.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 5-3 e na Figura 5-3 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.

Quadro 5-3 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	92 575	111 599	103 631
Quantidades (MWh)	55 940 943	64 501 026	64 501 026
Preço médio (€/MWh)	1,65	1,73	1,61

Figura 5-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT



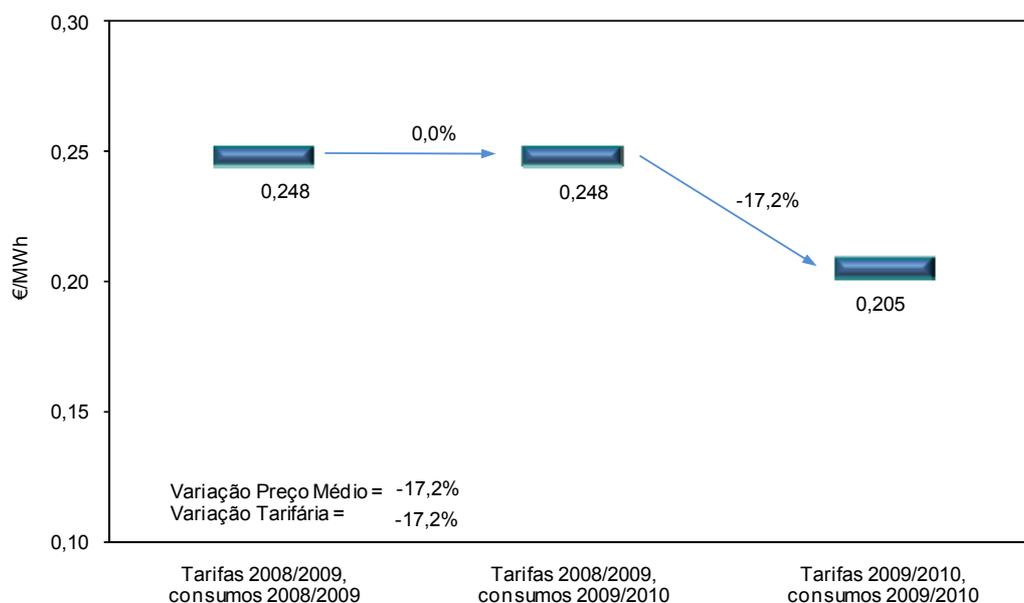
5.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 5-4 e na Figura 5-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede transporte entre o ano gás 2008-2009 e 2009-2010.

Quadro 5-4 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	13 867	15 989	13 233
Quantidades (MWh)	55 940 943	64 501 026	64 501 026
Preço médio (€/MWh)	0,248	0,248	0,205

Figura 5-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte



5.1.5 Impacte no Preço Médio das tarifas da RNTIAT

No Quadro 5-5 e na Figura 5-5 é apresentada a evolução do preço médio, de forma agregada, de acesso à Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento Subterrâneo e Terminal de GNL.

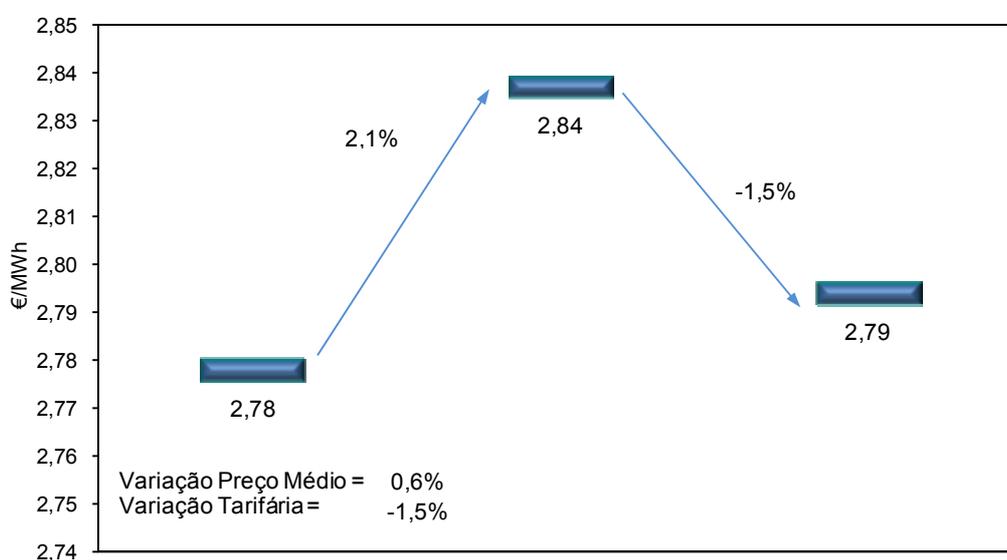
Importa referir, que estes valores representam a média ponderada das variações de preço médio associadas à aplicação em conjunto das tarifas de UTRAR, UAS, UGS e URT, e não correspondem a nenhum preço médio de acesso a aplicar a nenhum utilizador. Na verdade, os utilizadores da RNTIAT podem utilizar de forma muito distinta as instalações do Armazenamento Subterrâneo e do Terminal de

Recepção Armazenamento e Regaseificação de GNL, não sendo obrigados a utilizar todas estas infra-estruturas reguladas. Assim, este preço médio é meramente indicativo da média dos preços aplicados ao uso destas infra-estruturas reguladas.

Quadro 5-5 - Proveitos, quantidades e preço médio associados às tarifas de uso da RNTIAT

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	155 421	182 988	180 245
Quantidades (MWh)	55 940 943	64 501 026	64 501 026
Preço médio (€/MWh)	2,78	2,84	2,79

Figura 5-5 - Preço médio da tarifa de Uso da RNTIAT

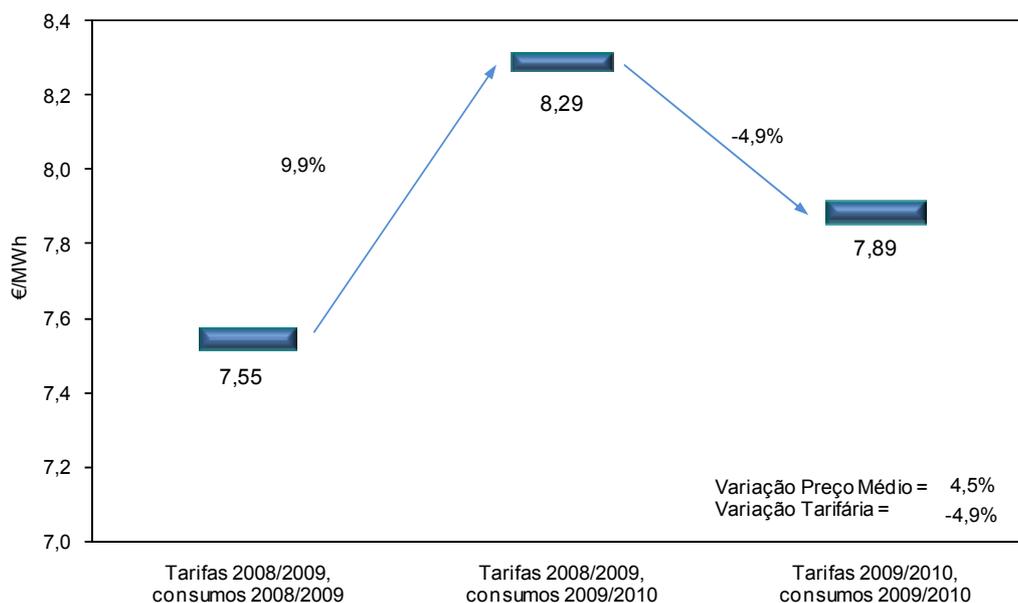


5.1.6 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 5-4 e na Figura 5-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 5-6 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da rede de distribuição

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	207 111	232 778	221 421
Quantidades (MWh)	27 447 210	28 079 240	28 079 240
Preço médio (€/MWh)	7,55	8,29	7,89

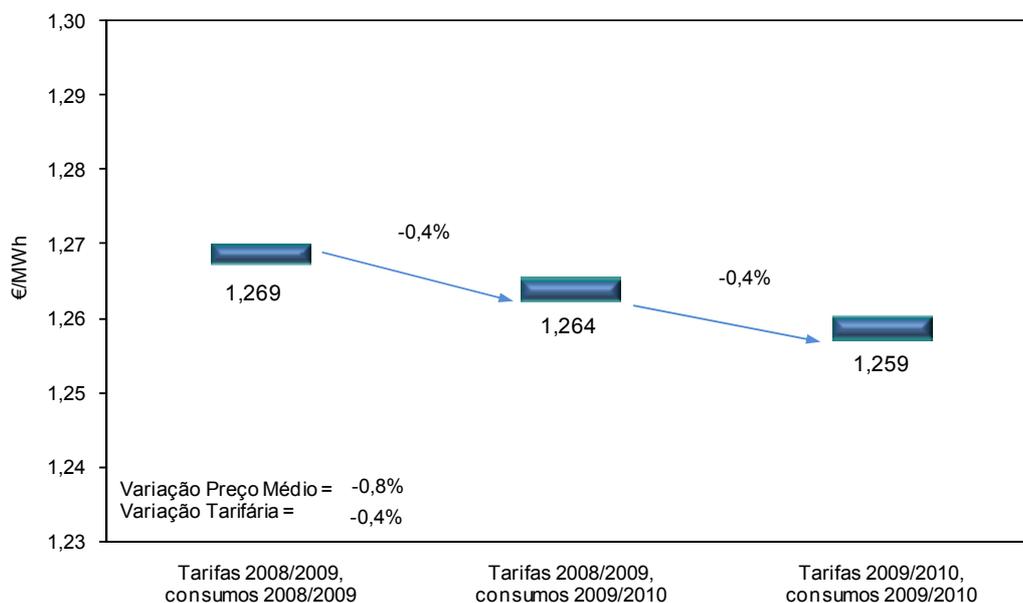
Figura 5-6 - Preço médio da tarifa de Uso da rede de distribuição

5.1.7 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

No Quadro 5-7 e na Figura 5-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Comercialização.

Quadro 5-7 - Proveitos, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	37 431	37 252	37 101
Quantidades (MWh)	29 506 513	29 476 072	29 476 072
Preço médio (€/MWh)	1,269	1,264	1,259

Figura 5-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização

5.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

No presente capítulo, e para cada nível de pressão, AP, MP, BP com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e BP com consumos anuais inferiores a 10 000 m³, é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, tida como a adição das tarifas de UGS, URT e URD.

A evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2008-2009 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2008-2009 aplicadas aos consumos do ano gás 2009-2010. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2009-2010.

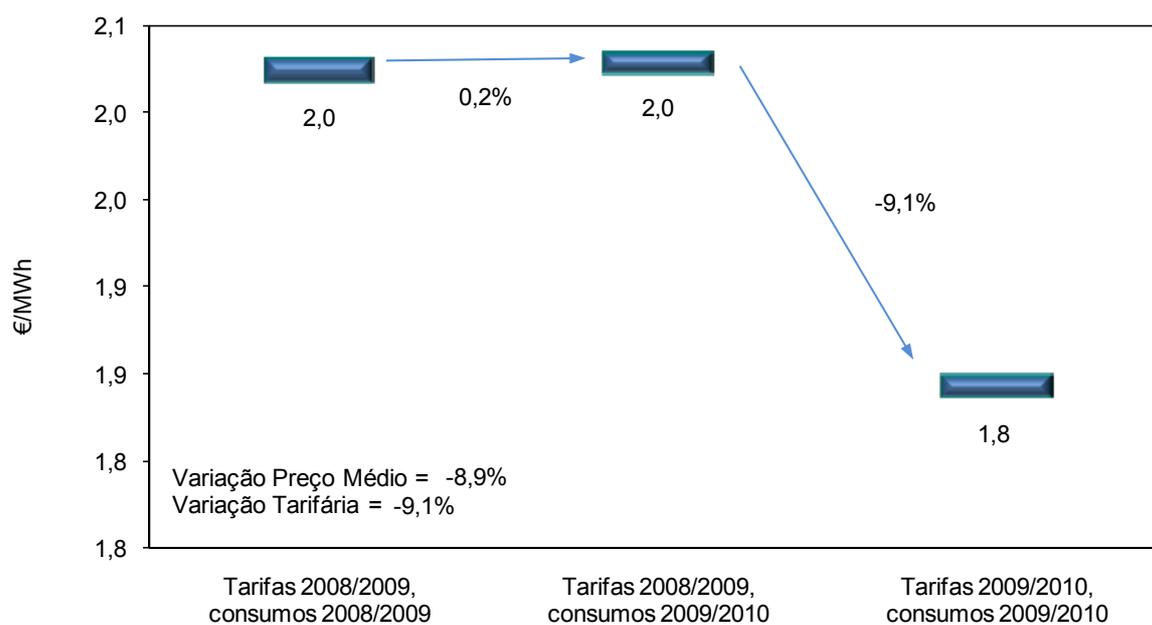
5.2.1 FORNECIMENTOS EM ALTA PRESSÃO

A evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos clientes de Alta Pressão (AP) está representada no quadro e figura seguintes.

Quadro 5-8 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes em AP

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	57 929	73 824	67 116
Quantidades (MWh)	28 613 943	36 385 736	36 385 736
Preço médio (€/MWh)	2,0	2,0	1,8

Figura 5-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes em AP



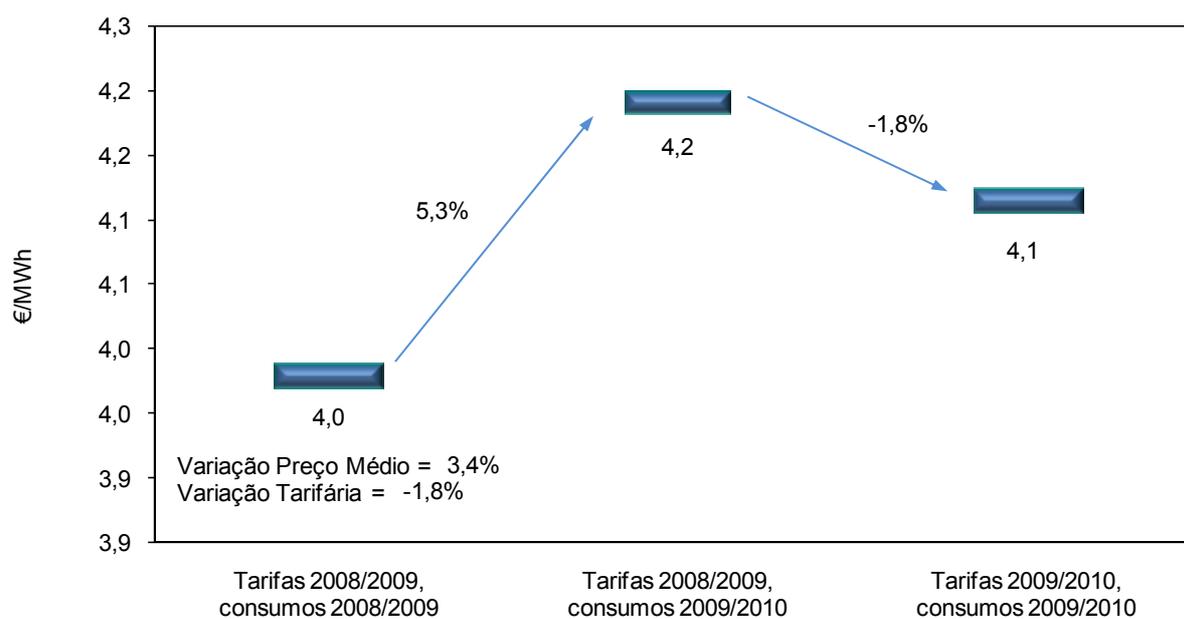
5.2.2 FORNECIMENTOS EM MÉDIA PRESSÃO

A evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos clientes de Média Pressão (MP) está representada no quadro e figura seguintes.

Quadro 5-9 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes em MP

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	77 596	81 028	79 547
Quantidades (MWh)	19 497 168	19 334 198	19 334 198
Preço médio (€/MWh)	4,0	4,2	4,1

Figura 5-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes em MP



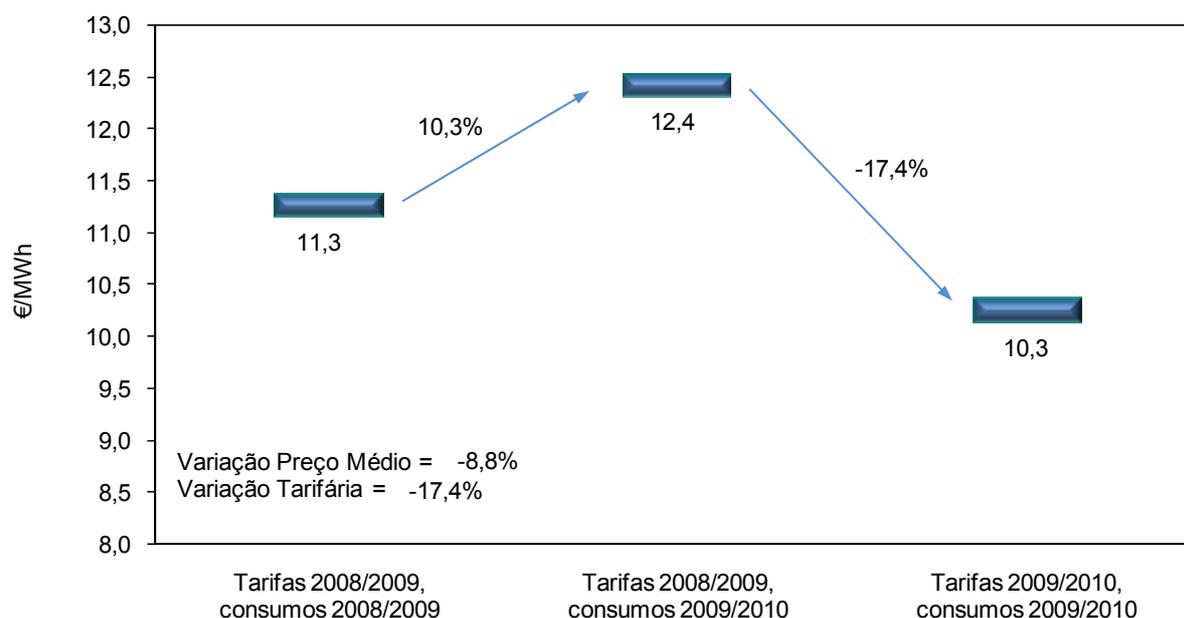
5.2.3 FORNECIMENTOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 10 000 m³

A evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos clientes de Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³ (BP>) está representada no quadro e figura seguintes.

Quadro 5-10 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes em BP>

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	51 541	64 743	53 508
Quantidades (MWh)	4 578 728	5 212 637	5 212 637
Preço médio (€/MWh)	11,3	12,4	10,3

Figura 5-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes em BP>



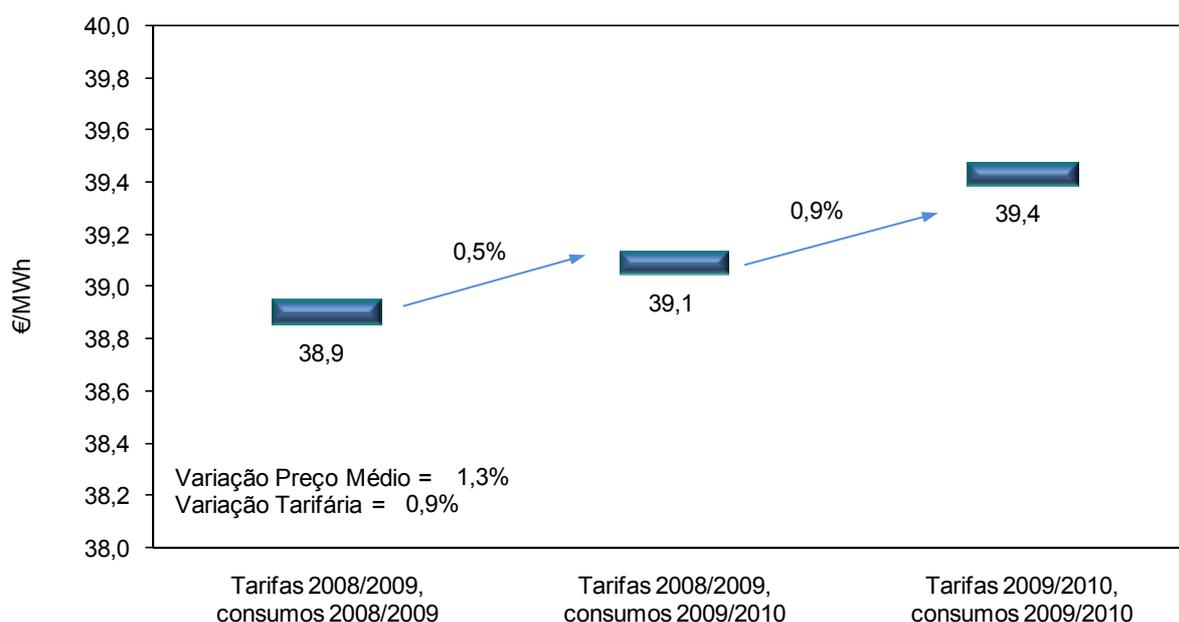
5.2.4 FORNECIMENTOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS INFERIORES A 10 000 M³

A evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos clientes de Baixa Pressão com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ (BP<) está representada no quadro e figura seguintes.

Quadro 5-11 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes em BP<

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifas 2009/2010, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	126 488	136 925	138 114
Quantidades (MWh)	3 251 104	3 502 773	3 502 773
Preço médio (€/MWh)	38,9	39,1	39,4

Figura 5-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes em BP<



5.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No presente capítulo, e para cada segmento de clientes (> 2 milhões de m³, > 10 000 m³ e < 10 000 m³), é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, representada de forma análoga à apresentada para as tarifas das actividades reguladas.

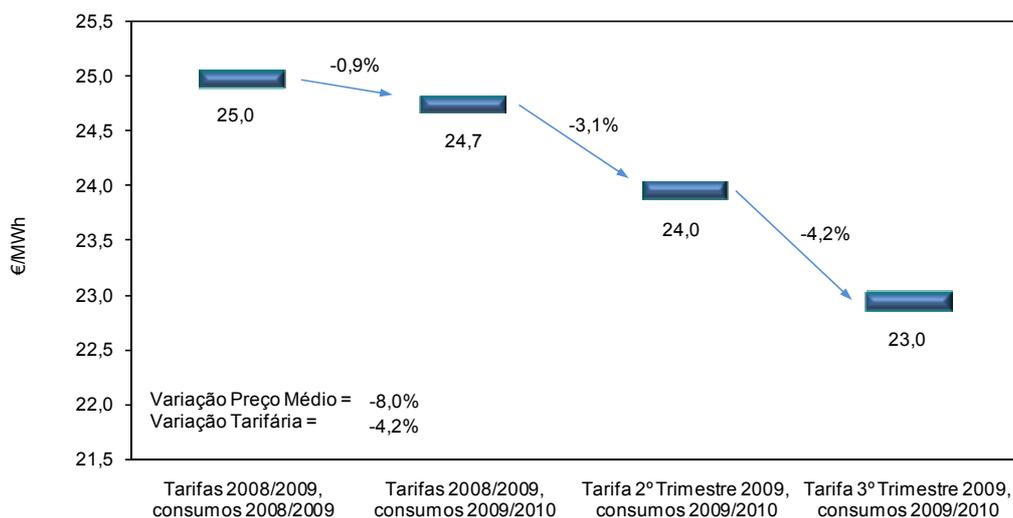
5.3.1 FORNECIMENTOS SUPERIORES OU IGUAIS A 2 000 000 M³

A evolução do preço médio da tarifa a aplicar aos grandes clientes com consumos superiores ou iguais a 2 000 000 m³ está representada no quadro e figura seguintes.

Quadro 5-12 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores ou iguais a 2 milhões de m³

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifa 2º Trimestre 2009, consumos 2009/2010	Tarifa 3º Trimestre 2009, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	513 392	493 805		458 353
Quantidades 2008-2009 (MWh)	20 563 513	19 964 901		19 964 901
Preço médio (€/MWh)	25,0	24,7	24,0	23,0

Figura 5-12 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores ou iguais a 2 milhões de m³, 2009-2010



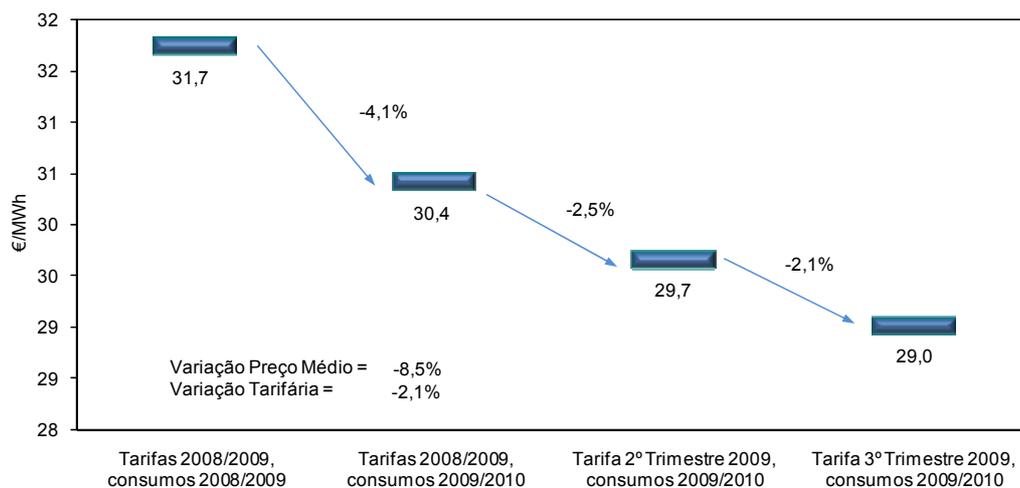
5.3.2 FORNECIMENTOS SUPERIORES A 10 000 m³ E INFERIORES A 2 000 000 m³

A evolução do preço médio da tarifa a aplicar aos clientes com consumos superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 000 000 m³ está representada no quadro e figura seguintes.

Quadro 5-13 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 000 000 m³

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifa 2º Trimestre 2009, consumos 2009/2010	Tarifa 3º Trimestre 2009, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	180 621	181 467		173 085
Quantidades 2008-2009 (MWh)	5 691 896	5 963 801		5 963 801
Preço médio (€/MWh)	31,7	30,4	29,7	29,0

Figura 5-13 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 000 000 m³, 2009-2010



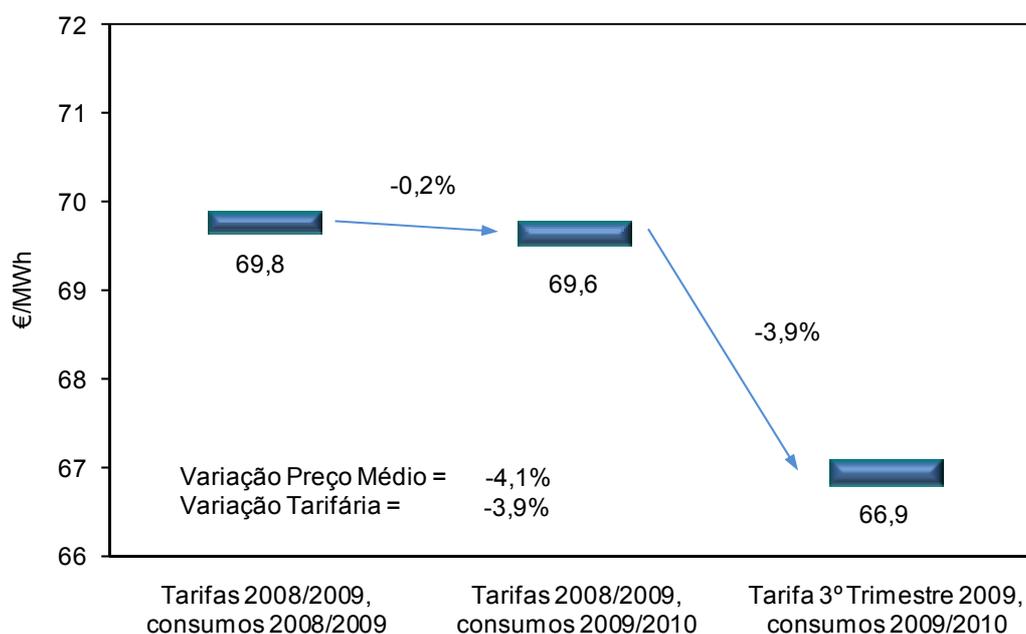
5.3.3 FORNECIMENTOS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

A evolução do preço médio da tarifa a aplicar aos clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ está representada no quadro e figura seguintes.

Quadro 5-14 - Proveitos, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2008/2009, consumos 2008/2009	Tarifas 2008/2009, consumos 2009/2010	Tarifa 3º Trimestre 2009, consumos 2009/2010
Proveitos (10 ³ EUR)	226 832	243 906	234 460
Quantidades 2008-2009 (MWh)	3 251 104	3 502 773	3 502 773
Preço médio (€/kWh)	69,8	69,6	66,9

Figura 5-14 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³, 2009-2010



5.3.4 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EM 2009-2010

Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, pelas várias tarifas que a compõem, tarifa de Energia, tarifa de Uso da Rede de

Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

Figura 5-15 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009-2010

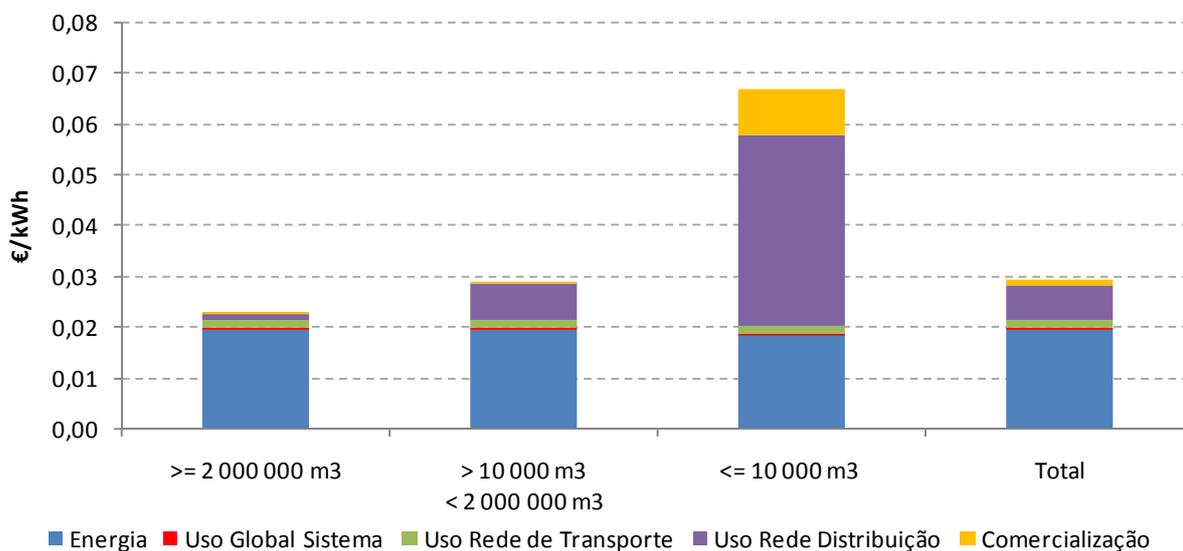
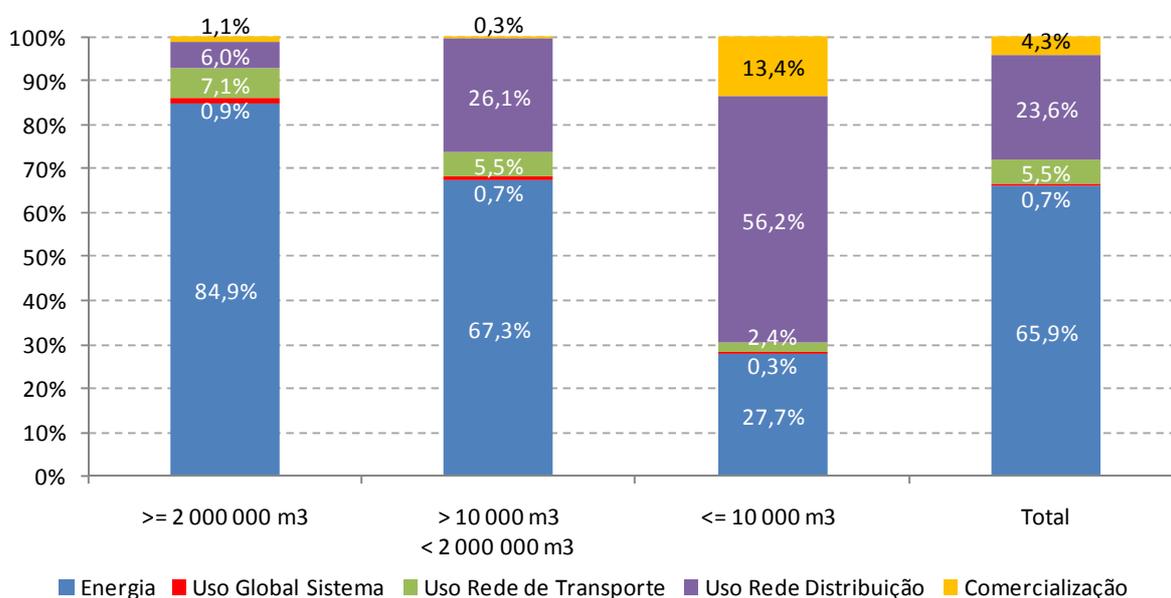


Figura 5-16 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009-2010



ANEXOS

ANEXO I
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
BP	Baixa pressão
CAPEX	Capital Expenditure
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MP	Média pressão
ORD	Operadores de Rede de Distribuição
PIB	Produto Interno Bruto
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RPGN	Rede Pública de Gás Natural
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
UAG	Unidades Autónomas de Gás
URD	Uso da Rede de Distribuição
WACC	Wheight avarage capital cost

ANEXO II
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Análise da evolução e caracterização da procura de gás natural no ano gás 2009-2010
- Ajustamentos referentes aos anos gás 2007-2008 e 2008-2009
- Proveitos permitidos do ano gás 2009-2010 das empresas reguladas do sector do gás natural
- Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2009-2010
- Análise dos investimentos nas infra-estruturas do SNGN

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL
PARA O ANO GÁS 2009-2010”



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

R-Técnicos/2009/595

Parecer sobre

“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás de 2009-2010”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto - Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector eléctrico e gás natural: “(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*”, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo² e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a recepção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário³ uma “*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás de 2009-2010*”, solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário⁴ emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. É importante sublinhar a transparência com a que ERSE, previamente à adopção de alterações regulamentares com implicações para as empresas reguladas e para os consumidores, desencadeia consultas públicas que permitem e incentivam a participação de todos os interesses e interessados tenham eles assento, ou não, nos órgãos consultivos da ERSE (Conselhos Consultivo e Tarifário).
2. Contudo, quanto ao momento de realização de consultas públicas, o CT enfatiza o facto de estar a ser apresentada uma Proposta de Revisão do RT conjuntamente com a presente Proposta de Tarifas e Preços, propostas estas que se encontram interligadas, sendo que a apreciação duma delas contende necessariamente com a outra.
3. Reiteradamente, o CT tem criticado este tipo de procedimento, em simultaneidade e interligação, agravado pelo facto de um dos documentos ser sujeito a consulta pública e o outro não, por entender que o mesmo aumenta a susceptibilidade da proposta sobre a qual o CT se debate ser muito distante da versão final a aprovar pela ERSE.
4. Recorda-se, aliás, que o CT tem defendido que no caso das propostas em que exista consulta pública, se deveria pronunciar após esta ter cessado e já sobre o documento previsivelmente mais próximo da versão final que incorporasse os contributos resultantes da audição.

¹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

² Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Cf. Ref. E-Técnicos/2009/206/AT/ao, de 15 de Abril.

⁴ Doravante abreviado por CT.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the name "J. B." and other illegible marks.

5. O CT considera, ainda, ser fundamental sublinhar que no âmbito do processo da consulta restrita sobre a proposta de tarifas e preços que, nos termos da lei, a ERSE promove, a apresentação da proposta ao CT tem sido antecedida por um comunicado de imprensa que, pertinentemente, a ERSE emite.
6. Contudo, o CT tem constatado que o conteúdo e a extensão da informação transmitida por intermédio do comunicado são crescentemente mais detalhados e, atento o natural tratamento da informação da ERSE pela comunicação social, geram-se constrangimentos desnecessários à apreciação da proposta por parte do Conselho, em especial quanto a propostas na prática já divulgadas e sufragadas pela opinião pública.
7. Sem que se ponha em causa a transparência com que a ERSE, enquanto regulador, tem pautado a sua actuação, o Conselho considera útil recomendar à ERSE uma particular atenção na elaboração dos comunicados de imprensa para que a informação transmitida sobre a proposta de tarifas e preços bem como, sendo o caso, sobre parâmetros para um triénio regulatório, se circunscreva ao estritamente essencial e necessário.
8. Com vista a obviar este tipo de situações e sem prejuízo das demais recomendações constantes do parecer sobre a revisão do RT, o CT sugere que o procedimento a seguir seja o seguinte:
 - i) A Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural devem ser temporalmente espaçadas e subsequentes a eventuais revisões do Regulamento Tarifário;
 - ii) A ERSE deveria, durante o processo de elaboração da sua Proposta, ouvir o CT sobre opções estruturais e eventuais alertas que este Conselho considere pertinentes ter em consideração na proposta de revisão das tarifas;
 - iii) Após esta audição, a ERSE concluirá a sua Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural, solicitando então ao CT a emissão de parecer.

II – ESPECIALIDADE

A - UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

- A1. O CT defendeu já que a uniformidade tarifária em todo o espaço nacional, que elimina a discriminação negativa dos consumidores em situação igual em virtude da sua localização geográfica, deve acautelar os impactos negativos relevantes no tarifário⁵.
- A2. O CT concorda que, para limitar os impactes que individualmente alguns clientes poderiam observar, a aplicação plena deste princípio poderá ser gradual constatando que, embora a presente proposta tenda para a uniformidade tarifária e aproxime as tarifas de venda aos clientes domésticos entre os vários comercializadores de último recurso retalhistas, continuam a subsistir diferenças de preços nestas TVCF entre as diferentes regiões para o mesmo tipo de clientes.

⁵ Cf. Parecer do CT de 15 de Maio de 2008.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

[Handwritten signatures and initials]

- A3. Considera, de novo, o CT que aproveitando o facto de existir uma redução média global das tarifas, existira espaço para uma uniformização mais acentuada eliminando, o quanto antes, a discriminação negativa dos consumidores em situação análoga apenas em virtude da sua localização geográfica.
- A4. O CT considera que se encontram reunidas as condições para a uniformidade tarifária plena, em virtude da existência de uma redução média global das tarifas com alguma expressão, pelo que recomenda à ERSE a sua efectivação.
- A5. Tendo a ERSE assumido como opção que não existiria qualquer subida de tarifas, acaba por induzir uma menor convergência do que seria desde já possível.
- A6. Com efeito, o limiar de 0% de aumento assumido pela ERSE na sua proposta para todos os preços de tarifa, não resulta do RT, regulamento que prevê mecanismos de convergência para a uniformidade tarifária sem a imposição de limiares quantitativos, sendo aquela fixação dum limiar uma opção tomada pelo regulador.
- A7. Finalmente, o CT sugere que sejam retirados os constrangimentos que impedem uma mais célere convergência para a tarifa uniforme, de modo a que se possa atingir mais rapidamente uma plena uniformidade.

B – PATAMARES DE CONSUMO

- B1. O CT considera meritória a redução do limiar de opção de acesso à tarifa de Média Pressão por parte dos consumidores de 2.000.000 para 1.000.000 m³/ano, pelo efeito gerador de aumento de competitividade na indústria, lamentando que a ERSE não o tenha feito de imediato, no seguimento do alerta deixado pelo Conselho no seu parecer de 15 de Maio de 2008.
- B2. Sendo que o estabelecimento deste novo patamar decorre de um acto meramente discricionário, e portanto discutível, o CT aceita-o como transitório, considerando que a ERSE deve manter a monitorização do mercado, com vista a eventual alargamento desta possibilidade a um maior número de consumidores, dado se considerar que o patamar entre os 10.000 e 1.000.000 de m³/ano é ainda suficientemente amplo e abrangendo uma pluralidade de situações que poderá justificar alargamento dessa diferenciação.
- B3. O CT constata que as opções da ERSE na construção desta tarifa, mantém as duas tarifas em questão (MP e BP>) muito próximas, quando poderia eventualmente ter sido mais ousada na diferenciação pretendida.
- B4. Essa situação é ainda menos significativa quando se desce abaixo do limiar agora estabelecido (1.000.000 m³), o que limita um eventual futuro alargamento dos limites de aplicação desta possibilidade, que não poderá ocorrer sem uma alteração mais profunda e significativa.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

ju Bg
L
R 7
L

- B5.** O CT alerta, ainda, para a necessidade de evitar a criação de incongruências tarifárias, como acontece no caso em torno dos 2.000.000 m³/ano onde, dado o único elemento diferenciador ser uma marcada diferença no Termo Fixo aplicável, já que os Termos de Capacidade e de Energia são iguais independentemente do abastecimento ser disponibilizado por CURg ou CURr, se tem como consequência que os consumidores abastecidos por CURg têm uma tarifa unitária final muito superior.
- B6.** Pelo exposto, o CT sugere que a ERSE pondere a criação de escalões tarifários adicionais.

C - MARGENS DE COMERCIALIZAÇÃO E FUNDO DE MANEIO

- C1.** O CT não pode deixar de considerar negativa a ausência de clareza do documento no que respeita à determinação da margem de comercialização, atentas, especialmente, as recomendações deste Conselho incluídas no Parecer emitido sobre a Proposta de Tarifário no ano gás transacto⁶, reforçadas com as agora apresentadas no documento relativo à Revisão do Regulamento Tarifário.
- C2.** O CT questiona, em particular, o facto de a ERSE não ter proposto para o sector do gás a mesma metodologia para remuneração do fundo de maneio introduzida recentemente para o sector eléctrico, prevista aliás nos contratos de concessão das concessionárias do gás natural, limitando-se a manter a metodologia utilizada no ano gás transacto o que, no actual contexto de dificuldade na obtenção de financiamentos e exponencial aumento dos *spreads* aplicados pelas Instituições de Crédito se revela desadequado, pelo que o CT recomenda a reavaliação deste ponto.

D - CUSTOS ACEITES (RÁCIO DE EFICIÊNCIA)

- D1.** A exemplo do realizado no ano gás transacto, no que respeita à análise dos custos operacionais totais das empresas do sector da distribuição (ORDs e CURRs), a ERSE realizou uma análise por custos unitários por cliente.
- D2.** O CT nota que não existe uma análise detalhada da natureza dos custos apresentados pelas empresas, parecendo que a ERSE os assume integralmente como “custos controláveis”, classificação que em alguns casos (v.g. custos com pessoal) peca por excessivamente simplista.
- D3.** O CT tem dúvidas sobre a razoabilidade do pressuposto de manutenção do custo unitário de 2007 aplicado às quatro maiores empresas⁷, critério este que não só obriga as empresas a manter os custos verificados num cenário de operação antes da separação jurídica (por si só já com custos naturalmente inferiores) e da entrada em vigor de toda a nova regulamentação, como representa uma situação em que por três anos consecutivos não será possível às empresas reflectir, mesmo que parcialmente, o impacto da inflação verificada.

⁶ Cf. Pareceres do CT de 10/Março/2008 e 15/Maio/2008.
⁷ LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten signatures and initials:
ju, bi, HIL, P, F, RAG, [initials]

E2.3. A ERSE considerou que o aumento de investimentos relativamente ao apresentado no ano gás anterior não é suportado por um aumento de volumes⁸, expressando o CT reservas sobre as estimativas de quantidades utilizadas pelo regulador podendo, também aqui, haver um enviesamento da análise realizada, por comparação de valores de origem diversa e, assim, não coerentes.

E2.4. Foi dado conhecimento ao CT da informação enviada pelas empresas reguladas relativo aos investimentos na renovação da rede de Lisboa, que não tinham sido incluídos nas projecções de investimento enviadas em 2008. Trata-se de um projecto em curso há cerca de 15 anos de renovação da rede de gás mais antiga do País, necessária em termos de segurança e que, por si, não trará volumes acrescidos, sugerindo o CT que tais investimentos sejam devidamente considerados.

E2.5. O CT recomenda, assim, a revisão da proposta de modo a responder mais adequadamente aos cenários propostos pelas empresas, dando os sinais adequados à prossecução da política de investimentos no sector da distribuição.

F - AJUSTAMENTOS DE PROVEITOS

F1.1. A proposta de tarifas e preços incorpora os ajustamentos referentes ao ano t-2, no caso o Ano Gás 2007/2008, apurados sobre a informação auditada emitida pelas empresas.

F1.2. Na proposta de ajustamentos da REN-Gasodutos, REN-Armazenagem e REN-Atlântico, a ERSE refere custos de amortização que poderão não estar consistentes com as amortizações dos activos fixos remunerados, pelo que se solicita a sua revisão.

G - ESTIMATIVAS DE MERCADO E RECUPERAÇÃO DE PROVEITOS PERMITIDOS - MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

G1. Estimativas de Mercado

G1.1. O CT regista que no estabelecimento das quantidades previstas para o Ano Gás, a ERSE optou por um cenário que se aproxima da sua estimativa utilizada na fixação do tarifário para o Ano Gás 2008-2009¹⁰, opção que, particularmente no que diz respeito às quantidades a veicular nas Redes de Distribuição, pode ter repercussões negativas, nomeadamente ao nível da recuperação dos proveitos permitidos e criação de desvios.

G1.2. Acresce que as estimativas das ORDs para o AG2009-10 são coerentes com as do ano gás anterior AG2008-09 e confirmadas nas estimativas de fecho do AG2008-09 apresentadas pelas empresas.

⁸ cf. *infra* "Estimativas de Mercado".

¹⁰ cf. Documento "Caracterização da Procura de GN".



G1.3. O CT nota que, à excepção da tarifa de energia, a proposta da ERSE omite qualquer referência às estimativas de fecho para o ano gás em curso apresentadas pelas empresas reguladas, informação de base real que considera valiosa e deve ser tomada em conta, de forma a minimizar erros de estimativas e a conseqüente criação de desvios.

G1.4. Ora, no actual enquadramento económico depressivo, a adopção para o AG 2009-2010 dos valores utilizados no ano gás transacto que já configuravam uma sobre-estimativa de aproximadamente 10-15% relativamente ao verificado parece pouco prudente.

G1.5. Pelo que, o CT recomenda que a ERSE reavalie as suas previsões com base em todas as fontes de informação disponíveis e projecções adoptadas, com o conseqüente impacto ao nível das tarifas unitárias.

G2. Recuperação de Proveitos Permitidos e Mecanismo de Compensação entre empresas

G2.1. O CT nota que, no ano transacto, a ERSE corrigiu fortemente em alta as estimativas das ORDs, em termos do volume a veicular nas suas redes no ano gás em curso em cerca de 400 Mm³/¹¹, correcção esta que conduziu a tarifas unitárias baseadas num aumento de GN veiculado de perto de 20%, face às estimativas das ORDs.

G2.2. Sucede que os volumes realmente veiculados no ano gás em curso foram inferiores às previsões da ERSE, observando-se no conjunto das ORDs e CURRs um conseqüente significativo défice de recuperação de proveitos, em particular na Portgás-CURR, que será agravado pelas estimativas utilizadas para o AG2009-10.

G2.3. Se pelo RT este desvio poderia ser considerado como apenas temporário, dado o RT prever mecanismos de recuperação dos proveitos permitidos, na realidade, com o Mecanismo de Compensações por efeito da Uniformidade Tarifária Nacional, as empresas que à partida eram já deficitárias em recuperação de proveitos (“Recebedoras”) ficaram numa situação de dupla fragilidade, pois as empresas superavitárias (“Pagadoras”), não tiveram o nível de recuperação de proveitos que lhes permitisse a transferência de verbas.

G2.4. Face ao ano gás anterior a verba a transferir entre empresas é especialmente aumentada nas CURRs bem como na Lusitaniagás ORD, pelo que o CT expressa a sua preocupação de que a fixação de tarifas artificialmente reduzidas por motivo de sobre-estimativa de volumes apenas agrave a situação, potenciando a criação de défices tarifários adicionais, a recuperar mais tarde com encargos financeiros.

G2.5. Pelo exposto, o CT recomenda a revisão das estimativas de mercado com base nas previsões mais actualizadas possível, tendo em conta designadamente as estimativas de fecho do Ano Gás em curso apresentadas a 15 de Dezembro de 2008, pelas empresas reguladas.

¹¹ cf. Proposta de Tarifas e Preços para o AG2008-09.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten signatures and initials in the top right corner, including names like "Jen", "Ri", "Hic", "Rton", and "VIA".

H - PREÇOS DOS SERVIÇOS

- H1.** Além da fixação de tarifas, compete à ERSE, nos termos regulamentares aplicáveis, fixar os Preços dos Serviços de Interrupção e Restabelecimento do Fornecimento de Gás Natural; Preço de Leitura Extraordinária e Quantia Mínima a Pagar em Caso de Mora e Encargos com a Rede a Construir; devendo esta fixação ter em conta as propostas apresentadas pelas empresas reguladas. O CT considera que, duma maneira geral, as propostas da ERSE se encontram suficientemente explicitadas.
- H2.** No entanto, não pode deixar de destacar o texto equívoco e a ausência de justificação clara que constitui a proposta de aumentos de 6,4 % (preço que vigora desde o ano gás 2007-2008 para a prestação do serviço em horário nocturno) e de 17,5% (preço que vigora desde o ano gás 2007-2008 para a prestação do serviço ao Sábado), considerando o CT que a ERSE deve clarificar e justificar a sua proposta, designadamente concretizando o contexto e destinatários destes dois serviços.

I. FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

- I1.** Nos termos do Regulamento Tarifário os ajustamentos para perdas e autoconsumos também são aplicados aos valores dos preços das tarifas relativas a cada infra-estrutura.
- I2.** Na resposta ao parecer do CT referente ao AG 2008/2009, a ERSE reforçou a recomendação aos ORD para desenvolverem estudos de determinação destes factores que permitissem sustentar os valores propostos os quais, tendo sido realizados pelas empresas reguladas, não são mencionados ou avaliados, designadamente quanto à sua completude. O CT aguarda que a ERSE mantenha a monitorização das propostas apresentadas pelas operadoras, instando-as no sentido dum maior refinamento dos valores.

J - RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

- J1.** O CT salienta que a garantia da qualidade de serviço deve constituir elemento nuclear de uma justa e adequada regulação, sendo que o objectivo da melhoria da mesma será tido em conta no processo de fixação de tarifas e preços.
- J2.** Assim, é com preocupação que o CT constata a inexistência na proposta em análise do relatório da qualidade de serviço da ERSE, conforme estatuído no art.º 61º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Gás Natural em vigor, recomendando à ERSE a sua urgente publicação.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten signatures and initials:
Jh Bj
H.L.
Rto
Vot

L - COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

- L1. Na presente proposta não é incluída qualquer referência ou comparação internacional de tarifas e preços, sendo que o CT valoriza uma análise autónoma desde que baseada em valores que permitam a efectiva comparação de realidades.
- L2. O CT entende que a ERSE deve acompanhar a problemática da comparação internacional de tarifas e preços, antecipando-se e facultando os mais credíveis dados e fonte de informação.
- L3. O CT considera que, desta forma, será possível minimizar os impactos de algumas análises divulgadas pela comunicação social, em moldes dificilmente justificáveis quer pelos representantes dos consumidores, quer pelas entidades reguladas e mesmo pela própria entidade reguladora.

M - DESVIOS TARIFÁRIOS

- M1. O CT manifesta a sua grande preocupação pela não aderência das tarifas aos custos e pela sobrestimação de consumos, factores estes que são determinantes para a criação de desvios tarifários.
- M2. Embora a juventude da regulação no sector do gás natural possa justificar previsões menos precisas, já o CT considera ser fundamental que o regulador proceda à sua correcção assim que surjam os primeiros indícios de desvios a que acrescerão encargos financeiros.
- M3. Assim, o CT alerta para a necessidade de serem ponderadas e revistas todas as opções potencialmente geradoras de desvios tarifários.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Em 15 de Maio de 2009, o parecer que antecede foi votado na GLOBALIDADE tendo sido **APROVADO** com a seguinte votação: **UNANIMIDADE**

Large handwritten signature or scribble at the bottom of the page.



Votos a favor:

DECO - *[Handwritten signature]*
U.G.C. - *[Handwritten signature]*

FEV - *[Handwritten signature]*

Licenciados de Distribuição de GA - *[Handwritten signature]* (concordância)

Concessionários de distribuição de GA - *[Handwritten signature]* (concordância)

Concessionários de Transporte e Alta Potência - *[Handwritten signature]*

ENACCOOP - *[Handwritten signature]*

DGE - Direção Geral do Consumidor *[Handwritten signature]*

Votos contra:

Abstenções:

Voto de qualidade:

O presente parecer tem 2 páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos
Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos: Uma página com
deduções do voto



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Maria Cristina Portugal
Direcção Geral do Consumidor

Pedro Manuel Amorim la Puente Furtado
Entidade titular da concessão do transporte de gás natural
através da rede de alta pressão

Pedro Carmona de Oliveira Ricardo
Entidades concessionárias de distribuição de gás natural

Jorge Manuel Lúcio
Entidades licenciadas de distribuição de gás natural

Manuela M. Moniz
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

Alfredo Rocha
UGC - União Geral dos Consumidores

Patricia Gomes
FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas de
Consumidores, FCRL

João Mendonça Santos
Fabrica Cerâmica de Valadares, S.A.
Grandes Consumidores de Gás Natural

fls 1.



**Declaração das Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural,
anexa ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a Proposta de Tarifas e Preços de Gás
Natural para o Ano Gás 2009-10**

Contadores

As Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural notam que, novamente, a ERSE não considerou na sua proposta os activos e investimentos futuros associados aos contadores, os quais não foram assim contabilizados no activo remunerado.

Estas entidades consideram igualmente que na resposta ao Parecer do Conselho Tarifário relativo à Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2008-09, que incluía como anexo uma Declaração das empresas sobre este assunto, a ERSE não respondeu de um modo adequado à argumentação então apresentada, pelo que se toma a iniciativa de reproduzir os pontos mais relevantes da referida Declaração, solicitando-se a atenção devida e as medidas de correcção necessárias:

“/.../

As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o sentido retirado pela ERSE do art. 8º da Lei 12/2008 não tem qualquer correspondência com o texto da norma nem se justifica com a consideração de quaisquer outros elementos imperativos.

A lei apenas proíbe que na facturação dos serviços prestados aos utentes sejam incluídas rubricas referentes a preço, aluguer, amortização, ou inspecção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados. Não se consegue encontrar, em lado algum do diploma, uma proibição de incluir os encargos relativos aos contadores ou outros instrumentos de medição na formação dos preços desses serviços.

Sublinhe-se que se este entendimento da ERSE for levado às últimas consequências, a mesma ERSE terá de proibir as concessionárias de cobrar quaisquer quantias pelo gás fornecido que não decorram do custo do mesmo gás e custos de organização, dado que a formulação ampla do art.º 8.º da Lei 12/2008 abrange a cobrança de importâncias relativas a contadores *ou a outros equipamentos* – cfr. as alíneas, b), c) e d) do n.º 2 – o que levaria a excluir todos os *outros equipamentos* das concessionárias dos activos a remunerar. Ora, parece que tal conclusão seria absurda sob todas as perspectivas, pelo que não pode de modo algum ser considerada.

Também consequência extrema, se a interpretação da ERSE fosse levada às últimas consequências, seria o facto de as empresas serem obrigadas a cessar de instalar e substituir contadores – no sentido de que não teriam meios para fazer face ao custo respectivo – pelo que, na prática, se veriam impedidas de cumprir com uma das actividades fundamentais do Contrato de Concessão que é o da medição correcta das quantidades de gás natural entregue aos consumidores finais, o que poria consequentemente em causa a própria Concessão, e o equilíbrio contratual exigido entre as empresas e o concedente nas renegociações dos Contratos de Concessão.

/.../”

concessionárias de distribuição de Gás - Pedro Ribeiro

licenciadas de distribuição de Gás - J. J. M. P. P. P.

ANEXO IV
COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL
PARA O ANO GÁS 2009-2010”

I – NA GENERALIDADE

A ERSE concorda na generalidade com o Conselho Tarifário sobre a metodologia a adoptar no processo de alteração do Regulamento Tarifário.

Na presente situação a opção tomada pela ERSE foi justificada pela pertinência da proposta de alteração ao Regulamento Tarifário do sector do Gás Natural, que ao proceder à aprovação de tarifas de Curtas Utilizações viabiliza a utilização do gás natural como combustível em determinados sectores de actividade com os benefícios que tal acarreta para todo o sistema nacional de gás natural. É também de evidenciar o contributo desta proposta no sentido dum aumento da concorrência e do aprofundamento do mercado de gás natural na medida em que se facilita a entrada de novos comercializadores.

Considerando que no próximo ano gás inicia-se um novo período de regulação, será em breve colocada a consulta pública uma proposta de alteração dos regulamentos do sector do gás natural da responsabilidade da ERSE, que incluirá naturalmente uma proposta de alteração ao Regulamento Tarifário. Esta proposta de alteração ao Regulamento Tarifário precederá a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural conforme solicitado pelos vários intervenientes.

No que respeita à informação apresentada publicamente sobre a proposta submetida ao Conselho Tarifário, justificada por razões de transparência, considera-se que a mesma é equilibrada nos objectivos a que se propõe de esclarecimento dos consumidores, agentes de mercado e demais interessados, revestindo-se esta matéria da maior importância, nomeadamente, para os consumidores e agentes de mercado. A informação apresentada destaca o papel fundamental do Conselho Tarifário na análise da proposta da ERSE e a importância de que se reveste o seu parecer, o qual é tornado público, assim como a resposta da ERSE ao mesmo.

II – NA ESPECIALIDADE

A – UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

O CT considera que se encontram reunidas as condições para a uniformidade tarifária plena, em virtude da redução média global das tarifas. A ERSE considera que a uniformidade tarifária deve ser conseguida acautelando eventuais impactos tarifários nos consumidores de gás natural, assumindo esta preocupação importância acrescida na actual conjuntura económica. Conforme se ilustra no quadro seguinte, apesar de existir uma redução média global das tarifas, a uniformidade tarifária plena implicaria acréscimos tarifários significativos em alguns escalões de consumo.

Quadro II - 1 - Variação tarifária média por escalão de consumo com uniformidade tarifária plena

	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Global
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
BEI	-7,0%	-9,1%	6,0%	8,1%	-2,9%
DIA	-5,5%	-6,6%	-3,3%	-0,2%	-3,8%
DOU	-5,1%	-8,8%	-3,6%	-2,4%	-5,1%
DUR	-5,1%	-6,3%	-1,9%	-0,7%	-3,9%
LIS	-4,5%	-7,5%	4,1%	4,9%	-4,2%
LUS	-2,1%	-7,4%	-0,6%	2,4%	-3,9%
MED	-4,1%	-6,8%	-	0,4%	-3,4%
PAX	-4,3%	-9,0%	-4,1%	-0,3%	-3,4%
POR	6,6%	-5,4%	-2,5%	6,2%	-2,6%
SET	-3,4%	-8,7%	3,3%	5,7%	-5,0%
TAG	-5,0%	-8,8%	4,7%	6,0%	-3,8%

Na proposta apresentada ao CT a ERSE impôs um limiar de 0% de aumento para todos os preços. Tendo em conta o parecer do CT, que solicita uma convergência mais célere para tarifas uniformes, flexibilizou-se este critério sendo nas tarifas ora aprovadas permitidos acréscimos de preços sempre que tal não implique subidas nas facturas dos consumidores. Esta alteração permite uma convergência mais célere para a uniformidade tarifária, conforme se ilustra nas duas figuras seguintes em que se apresentam, para o 2º escalão de consumo, os preços de energia e dos termos fixos da proposta apresentada ao CT, os preços ora aprovados e os preços aditivos, por comercializador de último recurso.

Figura II - 1 - Variação no preço de energia do 2º escalão de consumo, por CUR

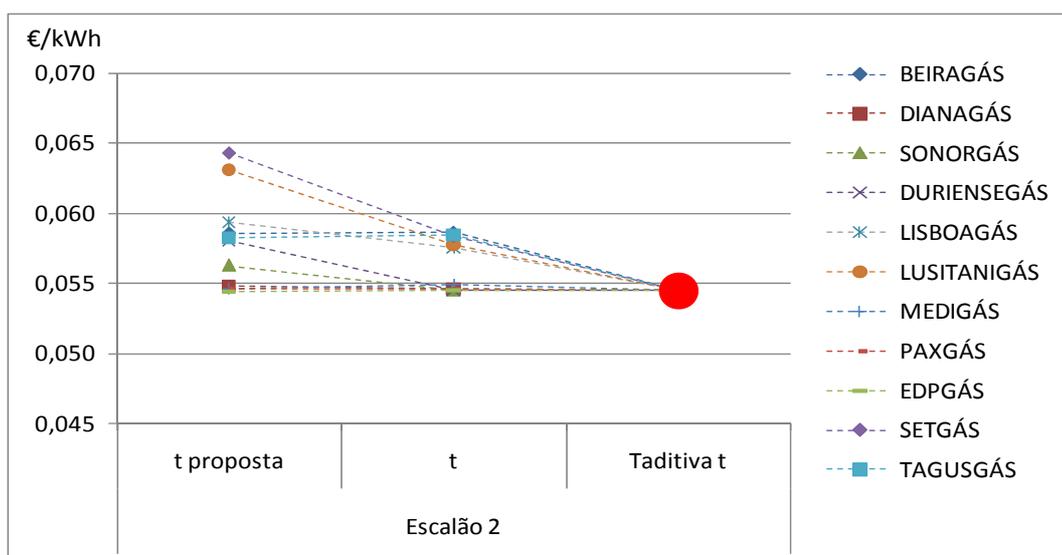
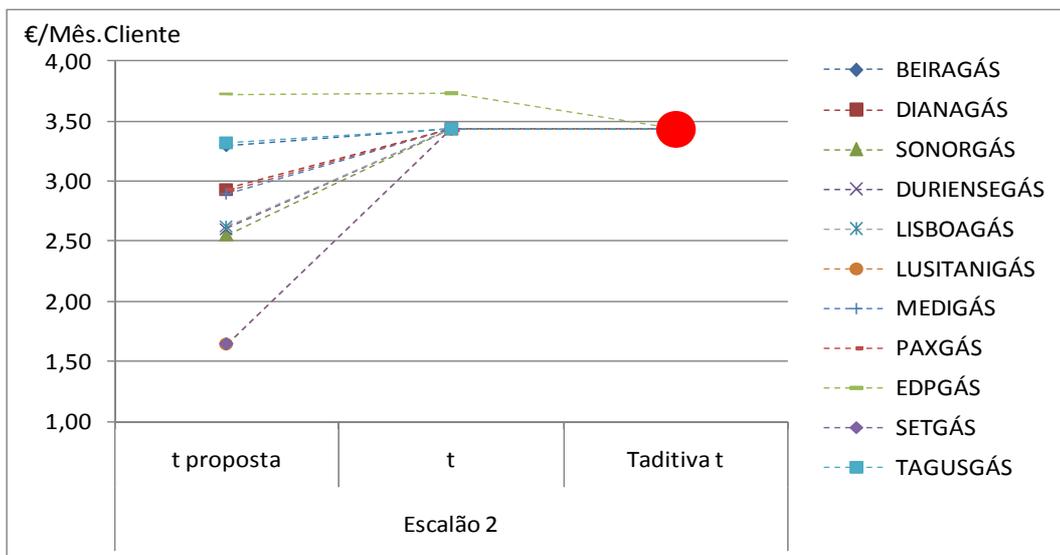


Figura II - 2 - Variação no preço do termo fixo do 2º escalão de consumo, por CUR



No entanto, são acauteladas subidas tarifárias nas facturas de todos os consumidores, conforme se ilustra no quadro seguinte, em que são apresentadas as variações tarifárias no limite mínimo e no limite máximo dos escalões de consumo, assim como a variação tarifária média.

Quadro II - 2 - Variações tarifárias por escalão de consumo

(%)

	Escalão 1			Escalão 2			Escalão 3			Escalão 4		
	Limite mínimo	Limite máximo	Média									
BEI	0,0%	-4,9%	-4,4%	-3,3%	-4,2%	-3,5%	-1,0%	-0,5%	-1,0%	-0,1%	0,0%	0,0%
DIA	-0,2%	-6,2%	-5,5%	-6,4%	-9,1%	-6,5%	-3,3%	-5,2%	-3,3%	-0,8%	-0,1%	-0,4%
DOU	-0,2%	-5,4%	-5,1%	-5,0%	-8,9%	-8,8%	-0,2%	-3,6%	-3,6%	-1,4%	-3,0%	-2,4%
DUR	-0,2%	-5,5%	-5,1%	-4,6%	-8,3%	-6,3%	-0,7%	-3,9%	-1,9%	0,0%	-1,2%	-0,7%
LIS	0,0%	-7,5%	-7,4%	-2,8%	-6,2%	-3,5%	-1,6%	-0,9%	-1,1%	-0,2%	0,0%	0,0%
LUS	0,0%	-8,3%	-7,9%	-2,0%	-8,7%	-3,1%	-2,6%	-1,4%	-1,9%	-1,2%	-0,1%	-0,3%
MED	-0,2%	-5,6%	-3,9%	-5,8%	-8,5%	-6,3%	-2,8%	-4,8%	-	-0,6%	-0,1%	-0,6%
PAX	-0,2%	-6,1%	-4,3%	-6,4%	-9,0%	-8,9%	-3,1%	-5,1%	-4,0%	-0,8%	-0,1%	-0,4%
POR	0,0%	-4,8%	-3,7%	-3,5%	-3,1%	-3,5%	-1,8%	-1,5%	-1,8%	-3,8%	-0,5%	-3,2%
SET	0,0%	-9,8%	-9,2%	-3,4%	-10,0%	-3,7%	-2,3%	-1,3%	-2,3%	-0,5%	-0,1%	-0,2%
TAG	0,0%	-4,7%	-4,3%	-3,7%	-4,6%	-3,7%	-1,1%	-0,6%	-0,9%	-0,1%	0,0%	0,0%

B – PATAMARES DE CONSUMO

O CT congratulou a ERSE pela redução do limiar de opção de acesso à tarifa de Média Pressão para 1 000 000 m³/ano, mas considerou a escolha do novo patamar como discricionária. O desenvolvimento

normal de uma rede de distribuição de gás conduz a que os clientes com consumos mais elevados sejam fornecidos em níveis de pressão superiores, dado que a sua localização é um factor determinante no desenvolvimento da rede principal (troços centrais, de maior capacidade).

Adicionalmente, as redes de gás caracterizam-se por uma grande flexibilidade no binómio pressão/caudal, permitindo em termos economicamente justificáveis a alimentação a grandes clientes em BP. Estes clientes não são diferentes dos seus homólogos em MP, justificando-se por isso a flexibilização tarifária, no sentido de harmonizar o tratamento destes clientes.

Em Junho de 2008, o Despacho que publicou as tarifas para o ano gás 2008-2009, definiu que aos clientes em BP com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³ se aplicavam as tarifas de acesso às redes e de Venda a Clientes Finais de MP. Verifica-se que existe um conjunto significativo de consumidores com consumos inferiores a 2 milhões de m³ que ainda apresentam características semelhantes ao universo de consumidores em MP, nomeadamente no consumo anual, reduzindo-se assim o limiar para 1 milhão de m³ em 2009-2010. Informação mais detalhada sobre os consumos de gás natural em BP e MP poderá no futuro condicionar a revisão deste valor.

Como é do conhecimento do CT, na opção tarifária mensal existem dois escalões de consumo, acima de 100 000 m³ e entre 10 000 e 100 000 m³. Efectivamente, nesta opção tarifária mensal, a ausência da variável de facturação capacidade utilizada poderia justificar a criação de escalões de consumo adicionais. Todavia, de acordo com informação disponibilizada pelos Comercializadores de Último Recurso no final do ano gás 2009-2010 todos os consumidores acima de 100 000 m³ terão telecontagem, passando então a integrar a opção tarifária diária. Esta opção tarifária dispõe de 4 variáveis de facturação, o que permite afectar correctamente os custos aos consumidores de acordo com as características de consumo, dispensando a introdução de escalões adicionais.

C – MARGENS DE COMERCIALIZAÇÃO E FUNDO DE MANEIO

A ERSE definiu os parâmetros de regulação no ano gás 2008-2009 para o primeiro período de regulação, o qual excepcionalmente dura apenas dois anos. Entre os parâmetros definidos encontra-se a metodologia de cálculo das margens de comercialização da função de Comercialização da actividade de Distribuição de gás natural e da actividade de Comercialização de último recurso de gás natural.

No próximo ano ao definir os parâmetros para o novo período de regulação (2010-2011 a 2012-2013), a ERSE propõe-se rever a metodologia de cálculo das referidas margens de comercialização de modo a contemplar a actual conjuntura económica, sem descurar os interesses dos consumidores.

D – CUSTOS ACEITES (RÁCIO DE EFICIÊNCIA)

Sublinha-se que o factor de eficiência aplicado aos custos operacionais no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2009-2010 respeitou os parâmetros definidos para o período da regulação e foi

implementado no ano gás 2008-2009 (primeiro ano de regulação). Como se compreende, dentro do mesmo período de regulação e sem contas reais, que pudessem eventualmente inverter significativamente os valores utilizados, não existiria justificação para alterar este factor de eficiência.

Deste modo, a análise só poderia recair sobre o cenário de operação antes da separação de actividades, e dada a falta de justificações dos acréscimos verificados nos custos operacionais, a ERSE num cenário de prudência, procurando defender os interesses envolvidos, manteve como base de referência 2007, por ser o único ano real conhecido,

No próximo ano gás (2010-2011), com o início de um novo período de regulação e já com dados reais, será revista a situação, após consulta das empresas, explicitada de forma mais completa a classificação dos custos operacionais em controláveis e não controláveis e adoptado um rácio de eficiência, caso tal se afigure necessário.

E – INVESTIMENTOS E PROVEITOS

E.1 – Terminal

A aplicação do mecanismo de alisamento tarifário teve como principal objectivo evitar que o pagamento dos grandes investimentos de longa duração recaísse somente sobre os consumidores existentes à data da realização dos mesmos. Vicissitudes várias têm demonstrado que a articulação das previsões de quantidades de gás natural e de investimentos a realizar no período das concessões/licenças enviadas pelas empresas podem distorcer os efeitos do alisamento, pelo que, na definição dos métodos de regulação do novo período regulatório, será revisto este conceito em conformidade.

E.2 – Investimentos no Sector da Distribuição

Neste primeiro período de regulação (2008-2009 a 2009-2010) foi adoptado o alisamento tarifário para permitir distribuir de forma equilibrada o custo dos investimentos ao longo do período de concessão/licença. A previsão dos investimentos a efectuar num tão longo prazo configura a definição de uma estratégia, por parte das empresas reguladas, que se espera estável e coerente com os objectivos a atingir. As alterações que vierem a acontecer ou são materialmente relevantes e devem ser devidamente justificadas ou caso contrário são corrigidas pela fórmula do custo com capital.

Ora, para o ano gás 2009-2010 algumas das empresas desta actividade mudaram de critério na elaboração das previsões de investimentos e de quantidades, previstas até ao final do período regulatório, enviadas para o ano gás 2009-2010 face aos valores remetidos para o ano gás de 2008-2009, sem que esta mudança tenha sido sustentada com as devidas justificações. Neste sentido, a ERSE entendeu aplicar o rácio de investimentos/quantidades apresentado para o ano gás 2008-2009 durante 10 anos a partir do ano gás t+1 (2010-2011), por forma a mostrar alguma coerência de médio e longo prazo, face aos valores já considerados no ano anterior.

Como se deduz do Regulamento Tarifário, o equilíbrio económico-financeiro das empresas resultante de qualquer desfasamento que possa existir entre os investimentos ocorridos e os previstos está garantido, porque os ajustamentos do custo com o capital alisado corrigem anualmente os desvios das previsões, tanto dos investimentos, como das quantidades de gás natural.

No entanto, no caso concreto da Lisboagás, a ERSE reconhece que o investimento na renovação da rede de Lisboa se justifica, efectuando a correcção solicitada. Registe-se porém o facto dum investimento em curso há cerca de 15 anos (tal como referido no parecer do CT) não ter sido incluído pela empresa nas previsões do ano gás 2008-2009.

F – AJUSTAMENTOS DE PROVEITOS

A ERSE calculou os ajustamentos referentes ao ano gás 2007-2008 com a informação fornecida pelas empresas. No entanto, as empresas do grupo REN disponibilizaram, à ERSE, nova informação após a apresentação da “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás de 2009-2010” o que permitiu rever o valor das amortizações do imobilizado regulado e apresentar alterações aos valores da proposta de tarifas. Os novos valores disponibilizados pelo grupo REN deverão ser validados através de relatório elaborado por uma empresa de auditoria, que deverá ser enviado à ERSE, até ao limite de 15 de Dezembro de 2009.

G – ESTIMATIVAS DE MERCADO E RECUPERAÇÃO DE PROVEITOS PERMITIDOS – MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

G.1 – Estimativas de mercado

G1.1 Estimativas de Mercado

As previsões de quantidades implícitas na proposta de tarifas apresentada para o ano gás 2009-2010 foram efectuadas com base nos dados enviados pelas empresas.

Recorde-se que as previsões de quantidades do ORT para o gás natural distribuído no próximo ano gás são diferentes das previsões dos ORD.

Acresce ainda que tanto as previsões do ORT, como as previsões da maior parte dos ORD não foram justificadas com o rigor requerido, apesar dos pedidos da ERSE no sentido de obter informação mais detalhada.

A não apresentação de previsões harmonizadas e justificadas por parte dos agentes de mercado, o ORT e os ORD, criou de facto alguma incerteza na definição das quantidades para o cálculo das tarifas e dos proveitos permitidos para o próximo ano gás.

Neste contexto, a ERSE optou pelo cenário de quantidades mais próximo do cenário implícito nas tarifas actualmente em vigor, tendo de um modo genérico adoptado as previsões do ORT para o ano gás 2009-2010.

Importa realçar a importância de, em futuros processo de cálculo de tarifas, os operadores de rede e das infra-estruturas apresentarem uma justificação e descrição dos valores das quantidades previstas, incluindo os principais pressupostos utilizados, à semelhança do que a ERSE procura fazer na documentação publicada e enviada ao Conselho Tarifário.

G.2 – Recuperação de Proveitos Permitidos e Mecanismo de Compensação entre empresas

O Conselho Tarifário aconselha a ERSE a avançar para uma tarifa uniforme para todo o território nacional. No entanto, tal não é possível sem a manutenção do Mecanismo de Compensação Tarifária entre as empresas dos ORD e dos CURr

A aplicação do mecanismo não está imune a qualquer diferença que possa existir entre os valores previstos e os ocorridos. Porém, o equilíbrio económico-financeiro das empresas está garantido, devido à aplicação dos ajustamentos, através dos quais as diferenças entre os proveitos permitidos e os facturados são, posteriormente, incorporadas, com os devidos juros, nos proveitos permitidos das empresas.

H – PREÇOS DOS SERVIÇOS

O CT considera que, numa maneira geral as propostas da ERSE se encontram suficientemente explicitadas, todavia solicitou a clarificação de algumas questões. Assim, o documento justificativo foi alterado no sentido de o tornar mais claro quanto aos critérios adoptados para aprovação dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.

Tendo em consideração a diversidade de custos indicados pelas diferentes empresas para a prestação destes serviços, a aplicação dos critérios definidos pela ERSE⁵ conduziu à aprovação de preços significativamente inferiores aos propostos pelas empresas, conforme indicado seguidamente:

- O preço da prestação do serviço nos dias úteis, entre as 9h e as 18h, que corresponde a 70% do número total de vezes em que o serviço é prestado manteve-se inalterado, em vez do aumento proposto pelas empresas de 9,7%.
- O preço da prestação do serviço no horário nocturno (das 18h às 22h), correspondente a cerca de 17% das solicitações dos clientes, sofre um aumento de 6,4%, em vez do aumento de 24,7% propostos pelas empresas.

⁵ Ver capítulo 4.

- O preço do serviço no Sábado, correspondente a cerca de 1% das solicitações dos clientes, sofre um aumento de 17,5%, em vez do aumento de 27,1% propostos pelas empresas.
- O adicional para restabelecimento urgente do fornecimento, correspondente a 12% das solicitações dos clientes, não sofre qualquer alteração no próximo ano gás.

Em conclusão, para a grande maioria das solicitações os preços não sofrem qualquer aumento. A prestação do serviço em horário nocturno e ao Sábado sofrem aumentos que reflectem os custos incorridos pelas empresas mais eficientes na sua prestação.

I – FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Relativamente à recomendação do CT para que se mantenha a monitorização das propostas para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, apresentados pelos operadores das infra-estruturas, a ERSE manifesta a sua inteira concordância, sublinhando-se também a supervisão sistemática a que, presentemente, o funcionamento do SNGN é já submetido.

J – RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE tomou em consideração a preocupação do CT para a publicação do Relatório da Qualidade de Serviço do Gás Natural, tendo, entretanto, o referido relatório sido publicado.

L – COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

O CT refere a ausência de qualquer comparação internacional de preços. Ciente da importância de comparar preços com outros países, nomeadamente com Espanha, a ERSE desde que fixa as tarifas de gás natural efectua uma comparação de preços das tarifas de uso das infra-estruturas de AP com Espanha, sendo esta apresentada no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2009-2010”.

Nos próximos exercícios tarifários, a ERSE terá em consideração o comentário do CT, procurando-se alargar a comparação internacional de preços.

M – DESVIOS TARIFÁRIOS

A ERSE partilha da preocupação expressa pelo Conselho Tarifário de não criar desvios tarifários, pelo que continuará a ter o máximo cuidado na determinação das tarifas de modo a que estas permitam uma total cobertura dos custos das empresas e não se tornem geradoras de desvios tarifários.