

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DAS EMPRESAS  
REGULADAS DO SETOR DO GÁS NATURAL**

Junho 2013

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BREVE ENQUADRAMENTO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO .....</b>	<b>7</b>
3.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	7
3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Apuramento de Desvios.....	7
3.1.2	Evolução do OPEX por indutor de custo.....	9
3.1.3	Investimento .....	11
3.1.4	Ativo bruto e ativo Líquido.....	12
3.1.5	Remuneração real/aceite do RAB.....	12
3.2	Atividade de transporte de gás natural e Uso global do sistema.....	13
3.2.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Apuramento de Desvios.....	13
3.2.2	Evolução do OPEX por indutor de custo.....	17
3.2.3	Investimento .....	19
3.2.4	Ativo bruto e ativo líquido .....	20
3.2.5	Remuneração real/aceite do RAB.....	21
3.1	Atividade Armazenamento Subterrâneo .....	22
3.1.1	REN Armazenagem .....	22
3.1.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Apuramento de Desvios.....	22
3.1.1.2	Evolução do OPEX por indutor de custo .....	24
3.1.1.3	Investimento .....	25
3.1.1.4	Ativo bruto e ativo líquido .....	25
3.1.1.5	Remuneração real/aceite do RAB .....	26
3.1.2	Transgás armazenagem .....	26
3.1.2.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Apuramento de Desvios.....	26
3.1.2.2	Evolução do OPEX por indutor de custo .....	28
3.1.2.3	Investimento .....	29
3.1.2.4	Ativo bruto e ativo líquido .....	29
3.1.2.5	Remuneração real/aceite do RAB .....	30
<b>4</b>	<b>ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>31</b>
4.1	Análise Global .....	31
4.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Apuramento de Desvios.....	31
4.1.2	Evolução do OPEX por indutor de custo.....	33
4.1.3	Investimento .....	34
4.1.4	Remuneração real/Aceite do RAB .....	35
4.2	Análise por empresa .....	36
4.2.1	Lisboagás .....	37
4.2.2	Lusitaniagás .....	41
4.2.3	Portgás .....	44
4.2.4	Sonorgás .....	48
4.2.5	Tagusgás.....	52
<b>5</b>	<b>ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO.....</b>	<b>57</b>

5.1	Análise Global .....	57
5.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Apuramento de Desvios.....	57
5.1.2	Evolução do OPEX por indutor de custo.....	59
5.2	Análise por empresa .....	61
5.2.1	EDP Gás SU.....	61
5.2.2	Lisboagás .....	63
5.2.3	Lusitaniagás .....	65
5.2.4	Sonorgás .....	67
5.2.5	Tagusgás.....	69
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DAS RESTANTES EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO .....</b>	<b>71</b>
I.	Atividade de Distribuição .....	71
A.	Beiragás .....	71
B.	Dianagás .....	73
C.	Duriensegás .....	75
D.	Medigás .....	77
E.	Paxgás.....	79
F.	Setgás .....	81
II.	Atividade de Comercialização .....	83
A.	Beiragás .....	83
B.	Dianagás .....	84
C.	Duriensegás .....	85
D.	Medigás .....	86
E.	Paxgás.....	87
F.	Setgás .....	88
<b>7</b>	<b>GLOSSÁRIO .....</b>	<b>91</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	8
Figura 3-2 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	8
Figura 3-3 – Custos unitários por energia regaseificada (preços constantes 2012).....	9
Figura 3-4 – Custos unitários por capacidade de emissão (preços constantes 2012) .....	10
Figura 3-5 – Evolução do investimento a custos reais (preços correntes) .....	11
Figura 3-6 – Evolução do ativo real.....	12
Figura 3-7 – Taxa de remuneração.....	13
Figura 3-8 – Evolução dos proveitos permitidos - atividade de URT (preços correntes) .....	14
Figura 3-9 – Apuramento dos desvios da atividade - atividade de URT (preços correntes) .....	15
Figura 3-10 – Evolução dos proveitos permitidos - atividade de UGS (preços correntes) .....	16
Figura 3-11 – Apuramento dos desvios da atividade - atividade de UGS (preços correntes).....	17
Figura 3-12 – Custos unitários por energia transportada (preços constantes 2012).....	18
Figura 3-13 – Custos unitários por km de rede (preços constantes 2012) .....	18
Figura 3-14 – Evolução do investimento a custos reais - atividade de URT (preços correntes) .....	19
Figura 3-15 – Evolução do investimento a custos reais - atividade de UGS (preços correntes).....	20
Figura 3-16 – Evolução do ativo real – atividade de URT.....	20
Figura 3-17 – Evolução do ativo real – atividade de UGS .....	21
Figura 3-18 – Taxa de remuneração – atividade de URT.....	22
Figura 3-19 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	23
Figura 3-20 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	24
Figura 3-21 – Custos unitários por capacidade de armazenamento (preços constantes 2012) .....	24
Figura 3-22 – Evolução do investimento a custos reais (preços correntes) .....	25
Figura 3-23 – Evolução do ativo real.....	25
Figura 3-24 – Taxa de remuneração.....	26
Figura 3-25 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	27
Figura 3-26 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	28
Figura 3-27 – Custos unitários por capacidade de armazenamento (preços constantes 2012) .....	28
Figura 3-28 – Evolução do investimento a custos reais (preços correntes) .....	29
Figura 3-29 – Evolução do ativo real.....	29
Figura 3-30 – Taxa de remuneração.....	30
Figura 4-1 – Evolução dos proveitos permitidos dos onze ORD (preços correntes).....	32
Figura 4-2 – Apuramento dos desvios da atividade dos onze ORD (preços correntes).....	33
Figura 4-3 – Custos unitários por energia distribuída dos onze ORD (preços constantes 2012).....	34
Figura 4-4 – Custos unitários por ponto de abastecimento dos onze ORD (preços constantes 2012).....	34
Figura 4-5 – Evolução do imobilizado em exploração dos onze ORD (preços correntes) .....	35
Figura 4-6 – Taxa de remuneração dos 11 ORD.....	36
Figura 4-7 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	37

Figura 4-8 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	37
Figura 4-9 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	38
Figura 4-10 – Evolução do imobilizado em exploração .....	39
Figura 4-11 – Evolução do ativo real.....	39
Figura 4-12 – Taxa de remuneração.....	40
Figura 4-13 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	41
Figura 4-14 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	41
Figura 4-15 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	42
Figura 4-16 – Evolução do imobilizado em exploração .....	43
Figura 4-17 – Evolução do ativo real.....	43
Figura 4-18 – Evolução da taxa de remuneração .....	44
Figura 4-19 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	44
Figura 4-20 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	45
Figura 4-21 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	45
Figura 4-22 – Evolução do imobilizado em exploração .....	46
Figura 4-23 – Evolução do ativo real.....	47
Figura 4-24 – Evolução da taxa de remuneração .....	47
Figura 4-25 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	48
Figura 4-26 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	48
Figura 4-27 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	49
Figura 4-28 – Evolução do imobilizado em exploração .....	50
Figura 4-29 – Evolução do ativo real.....	50
Figura 4-30 – Evolução da taxa de remuneração .....	51
Figura 4-31 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	52
Figura 4-32 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	52
Figura 4-33 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	53
Figura 4-34 – Evolução do imobilizado em exploração .....	54
Figura 4-35 – Evolução do ativo real.....	54
Figura 4-36 – Evolução da taxa de remuneração .....	55
Figura 5-1 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	58
Figura 5-2 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	59
Figura 5-3 – Custos unitários por energia faturada (preços constantes 2012).....	60
Figura 5-4 – Custos unitários por cliente (preços constantes 2012).....	60
Figura 5-5 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	61
Figura 5-6 – Apuramentos dos desvios da atividade (preços correntes).....	62
Figura 5-7 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	63
Figura 5-8 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	63
Figura 5-9 – Apuramentos dos desvios da atividade (preços correntes).....	64

Figura 5-10 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	64
Figura 5-11 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	65
Figura 5-12 – Apuramentos dos desvios da atividade (preços correntes).....	65
Figura 5-13 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	66
Figura 5-14 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	67
Figura 5-15 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	67
Figura 5-16 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	68
Figura 5-17 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes).....	69
Figura 5-18 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes) .....	69
Figura 5-19 – OPEX por indutor de custo (preços constantes de 2012) .....	70
Figura 6-1 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	71
Figura 6-2 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	72
Figura 6-3 – Imobilizado em exploração e ativo real .....	72
Figura 6-4 – Taxa de remuneração.....	73
Figura 6-5 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	73
Figura 6-6 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	74
Figura 6-7 – Imobilizado em exploração e ativo real .....	74
Figura 6-8 – Taxa de remuneração.....	75
Figura 6-9 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	75
Figura 6-10 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	76
Figura 6-11 – Imobilizado em exploração e ativo real .....	76
Figura 6-12 – Taxa de remuneração.....	77
Figura 6-13 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	77
Figura 6-14 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	78
Figura 6-15 – Imobilizado em exploração e ativo real .....	78
Figura 6-16 – Taxa de remuneração.....	79
Figura 6-17 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	79
Figura 6-18 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	80
Figura 6-19 – Imobilizado em exploração e ativo real .....	80
Figura 6-20 – Taxa de remuneração.....	81
Figura 6-21 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	81
Figura 6-22 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	82
Figura 6-23 – Imobilizado em exploração e ativo real .....	82
Figura 6-24 – Taxa de remuneração.....	83
Figura 6-25 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	83
Figura 6-26 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	84
Figura 6-27 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	84
Figura 6-28 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	85

Figura 6-29 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	85
Figura 6-30 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	86
Figura 6-31 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	86
Figura 6-32 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	87
Figura 6-33 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	87
Figura 6-34 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	88
Figura 6-35 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes) .....	88
Figura 6-36 – OPEX por indutor de custo (preços constantes 2012) .....	89



## 1 INTRODUÇÃO

Os princípios subjacentes à regulação económica de monopólios naturais procuram recriar em ambientes monopolísticos as virtuosidades associadas aos mercados concorrenciais, designadamente a eficiente afetação de recursos, a diminuição dos custos de exploração e a garantia de qualidade de serviço considerada de uma forma lata.

Decorridos dois períodos de regulação importa analisar as consequências da implementação das diferentes metodologias regulatórias nas atividades reguladas do setor do gás natural. Neste contexto, este documento pretende avaliar o desempenho das várias atividades reguladas do setor do gás natural apresentando-se de forma sucinta a evolução de vários indicadores relacionados, nomeadamente, com a evolução dos custos operacionais, com o apuramento de desvios, com o nível de investimento e com a rentabilidade das empresas reguladas<sup>1</sup>. Esta análise torna-se relevante no início de um novo período de regulação que se inicia este ano.

A análise elaborada incide sobre os anos civis reais e auditados, ou seja, entre 2009 e 2011 e nos valores estimados para o ano de 2012<sup>2</sup>, porque, por um lado, a regulação no setor do gás natural é ainda recente, o que torna as séries históricas muito reduzidas e por outro, os proveitos das atividades do setor do gás natural são calculados em ano gás mas as auditorias são efetuadas em ano civil.

Da análise sumária ao presente documento é possível extrair algumas conclusões: (i) as empresas de um modo geral atingiram as metas de eficiência impostas; (ii) os desvios de faturação têm vindo a aumentar e tendencialmente têm vindo a acrescer aos proveitos permitidos das empresas; (iii) na generalidade das empresas verifica-se um decréscimo dos investimentos/ativo entrados em exploração; (iv) a previsão de investimentos das empresas para efeito de cálculo de tarifas é, de um modo geral, superior aos valores reais e (v) a rentabilidade do ativo verificada nas diversas atividades é próxima da remuneração estabelecida pela ERSE, com exceção do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

Registe-se que a comparação entre as rentabilidades definidas para o período regulatório para os ativos regulados e as ocorridas reforça a perceção de que o desempenho das empresas varia consoante a metodologia regulatória aplicada. As atividades sujeitas a regulação por custos aceites apresentam valores de rentabilidade próximos dos definidos em termos regulatórios. Quando a atividade é regulada por incentivos (por exemplo, regulação do tipo *price cap*), a proximidade entre as rentabilidades, ocorrida e definida regulatoriamente, dependerá também da capacidade da empresa em atingir as metas propostas.

---

<sup>1</sup> Para a atividade de comercialização de último recurso não é apresentada a análise de rentabilidade do ativo, uma vez que esta atividade não tem subjacente valor de imobilizado.

<sup>2</sup> À data da realização deste documento não existiam contas auditadas para o ano de 2012.

O documento apresenta a estrutura que de seguida se apresenta.

No capítulo 2 é feita uma breve caracterização do setor do gás natural e o enquadramento ao nível das atividades reguladas e metodologias de regulação utilizadas.

No capítulo 3, apresenta-se a evolução entre 2009 e 2012 das atividades desenvolvidas pela REN no que respeita à receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo e transporte de gás natural, bem como a atividade de armazenamento subterrâneo realizada pela Transgás Armazenagem.

No capítulo 4, apresenta-se a análise efetuada entre 2009 e 2012 aos operadores da rede de distribuição (ORD) com maior dimensão em cada grupo económico: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Sonorgás e Tagusgás.

No capítulo 5, apresenta-se a análise efetuada entre 2009 e 2012 aos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) com maior dimensão em cada grupo económico: LisboaGás, Lusitaniagás, EDP Gás SU, Sonorgás e Tagusgás.

Em anexo, juntam-se os gráficos efetuados para os restantes ORD e CUR, que não foram alvo de análise nos capítulos anteriores.

## 2 BREVE ENQUADRAMENTO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL

O Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) assenta na exploração da rede pública de gás natural constituída pela rede de transporte, armazenamento e terminal de GNL e rede de distribuição. A exploração destas infraestruturas processa-se através de concessões de serviço público e no caso das redes de distribuição locais, através de licenças de serviço público.

Atualmente e por força da legislação em vigor, as diferentes atividades encontram-se jurídica e patrimonialmente separadas das restantes, com exceção dos operadores de rede de distribuição com número de clientes inferior a 100 mil, cuja separação da atividade de comercialização de último recurso não é obrigatória.

Desta forma, no SNGN operam as seguintes empresas:

- REN Atlântico – operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL
- REN Armazenagem e Transgás Armazenagem – operadores da atividade de armazenamento subterrâneo
- REN Gasodutos – operador da rede de transporte
- Beiragás, Dianagás, Duriensegás, EDP Gás, LisboaGás, LisboaGás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, Portgás, Setgás, Setgás Comercialização, Sonorgás e Tagusgás – distribuidoras regionais e comercializadores de último recurso

No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de transporte exerce a atividade de transporte de gás natural e gestão técnica global do sistema e o operador da rede de distribuição as atividades de distribuição de gás natural e de acesso à Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

A regulação económica foi implementada no setor do gás natural no ano-gás 2007-2008 para as infraestruturas de alta pressão e no ano gás 2008-2009 para as atividades de distribuição e comercialização de gás natural. Estão, assim, decorridos 6 anos de regulação, equivalentes a dois períodos de regulação (2007-2008 a 2009-2010 e 2010-2011 a 2012-2013), num setor ainda em desenvolvimento.

A evolução que se tem sentido no setor do gás natural tem motivado alterações ao nível das metodologias de regulação implementadas. Como já referido, trata-se de um setor em desenvolvimento, onde operam empresas com dimensões e nível de crescimento diferentes. Assim, no primeiro período de regulação optou-se por não aplicar metas de eficiência. Esta situação era ainda mais evidente nas atividades de distribuição e comercialização, cujos negócios ainda se encontravam em expansão.

Recorde-se que a abertura do mercado teve início em 2007 para os produtores de eletricidade em regime ordinário, acabando em 2010 para todos os clientes. Da mesma forma, não se pode estar alheio ao processo de extinção de tarifas que tem vindo a ocorrer e que resulta numa forte diminuição do número de clientes e conseqüentemente do volume de vendas dos comercializadores de último recurso. Esta situação conduziu a alterações na forma de regulação, designadamente, na definição em 2010-2011 de um mecanismo que salvaguardasse o interesse dos consumidores, por um lado, e o equilíbrio económico-financeiro das empresas, por outro.

De seguida apresenta-se a evolução do mercado em termos de clientes e consumo.

**Quadro 2-1 – Evolução do número de clientes e consumo de gás natural**

Número de clientes	2010-2011		2011-2012		2012-2013	
	ML	MR	ML	MR	ML	MR
centros eletroprodutores	4	0	6	0	6	0
clientes > 10 000m <sup>3</sup>	4 253	1 335	2 766	1 551	3 690	743
clientes BP < 10 000m <sup>3</sup>	0	1 170 037	82 366	1 198 543	127 091	1 177 637
<b>Total</b>	<b>4 257</b>	<b>1 171 372</b>	<b>85 138</b>	<b>1 200 094</b>	<b>130 787</b>	<b>1 178 380</b>
Consumo - GWh	ML	MR	ML	MR	ML	MR
centros eletroprodutores	27 216	0	27 462	0	20 896	0
clientes > 10 000m <sup>3</sup>	26 701	4 017	34 170	2 919	33 890	614
clientes BP < 10 000m <sup>3</sup>	0	4 020	274	4 257	577	3 903
<b>Total</b>	<b>53 917</b>	<b>8 037</b>	<b>61 906</b>	<b>7 176</b>	<b>55 363</b>	<b>4 517</b>

Fonte: Documentos de Caracterização da Procura de Gás Natural

Findo o primeiro período de regulação, a experiência adquirida e a consolidação das atividades das diversas empresas possibilitaram a aplicação de metas de eficiência em algumas atividades. De seguida, resume-se as metodologias regulatórias aplicadas a cada atividade nos períodos de regulação decorridos:

- **Receção, armazenamento e regaseificação de GNL** – a partir de 2010-2011 passou-se de uma regulação por custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma regulação por incentivos nos custos de exploração (OPEX) e no custo com capital (CAPEX) com a utilização de uma metodologia *de custos aceites* com diminuição do período de alisamento do custo de capital para 10 anos.
- **Armazenamento subterrâneo de gás natural** – tem-se mantido a regulação por custos aceites.
- **Transporte de gás natural** – a partir de 2010-2011 passou-se de uma remuneração por custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma regulação por incentivos no OPEX e no CAPEX utiliza-se uma metodologia *de custos aceites*. Ocorreu igualmente a extinção

do alisamento do custo com capital com reposição gradual da neutralidade financeira a efetuar num período de 3 anos.

- **Distribuição de gás natural** – a partir de 2010-2011 passou-se de uma remuneração por custos aceites<sup>3</sup> com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap* e para uma metodologia de custos aceites no CAPEX. Associada à extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital, foi definida a reposição gradual da neutralidade financeira, resultante da diferença entre o custo com capital alisado e o não alisado, acrescido de juros. Esta reposição foi estabelecida gradualmente em 6 anos, por forma a mitigar os impactes a nível dos consumidores.
- **Comercialização de último recurso retalhista** - a partir de 2010-2011 passou-se de uma remuneração por custos aceites<sup>3</sup> acrescida de uma remuneração do fundo de maneiio para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*, mantendo-se a remuneração do fundo de maneiio. Acrescente-se que, desde o início da regulação, no caso das empresas concessionárias, os contratos de concessão estabeleceram um proveito adicional equivalente a 4€ por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação).

---

<sup>3</sup> No primeiro período de regulação foi definido um custo unitário de referência com base em valores estimado para cada atividade uma vez que anteriormente não existia informação separada entre atividade de distribuição e atividade comercialização.



### 3 ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

#### 3.1 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

##### 3.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

Neste primeiro ponto, pretende-se, por um lado, comparar os custos considerados em tarifas com os custos reais aceites<sup>4</sup> e, por outro, os proveitos faturados com a aplicação das tarifas com os proveitos considerados em ajustamento<sup>5</sup>, avaliando assim o desvio de desempenho e o desvio de faturação, respetivamente.

Importa também salientar que não existe uma relação direta entre as receitas definidas para as tarifas para um determinado ano e as receitas obtidas nesse ano. Este facto decorre das primeiras se basearem em pressupostos quanto à evolução da atividade que, posteriormente, conduzem a ajustamentos dos proveitos.

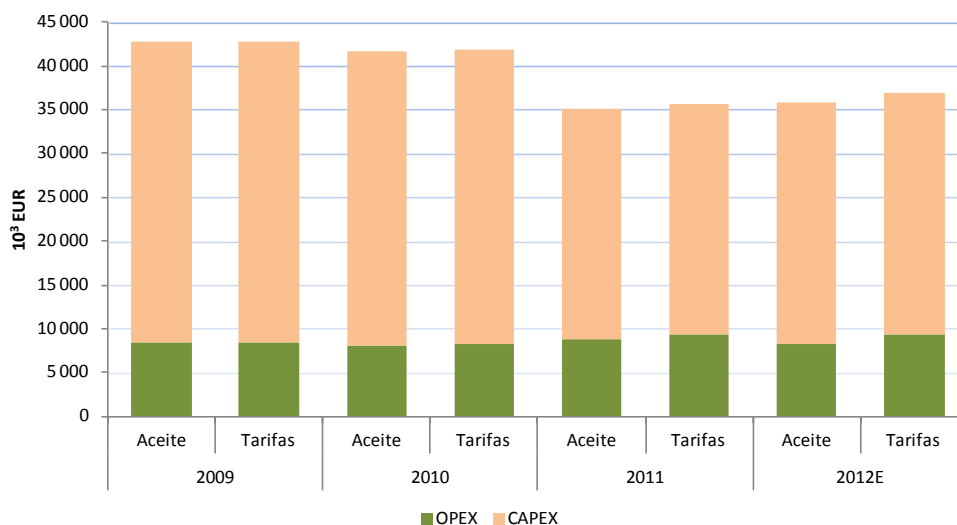
A Figura 3-1 apresenta a evolução dos custos de OPEX e de CAPEX, previstos em tarifas e dos valores reais aceites, da atividade de RAR, a preços correntes. Verifica-se que não ocorrem grandes diferenças entre os valores aceites em tarifas e os valores reais aceites nos ajustamentos de cada um dos anos.

---

<sup>4</sup> Custos reais considerados no cálculo final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito.

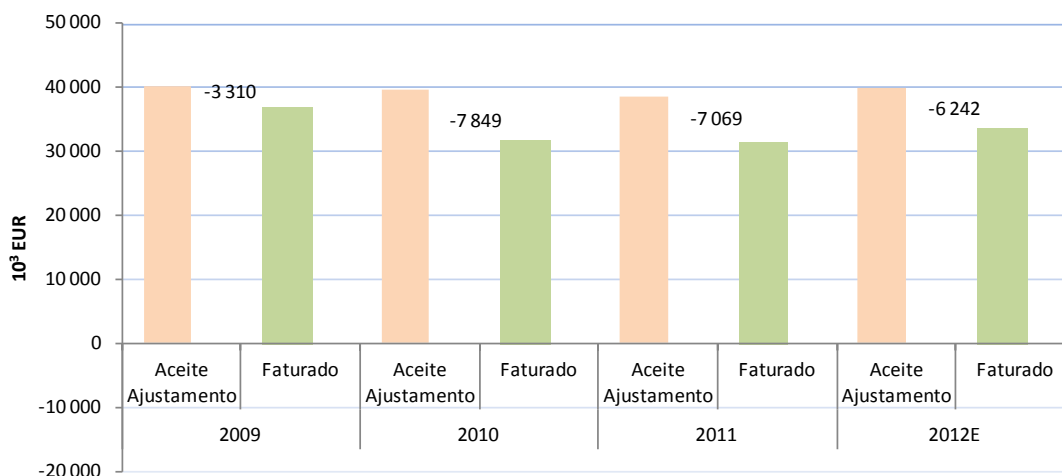
<sup>5</sup> Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, que inclui os custos reais aceites do ano e os ajustamentos dos anos anteriores.

**Figura 3-1 – Evolução dos proveitos permitidos  
(preços correntes)**



A Figura 3-2 apresenta a evolução da faturação e dos proveitos permitidos aceites em ajustamento e apuramento dos desvios da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (RAR), do Operador da Terminal de GNL, a preços correntes de 2012. Verifica-se que os valores faturados foram sempre inferiores aos custos aceites em cada um dos anos, gerando desvios a recuperar pela empresa.

**Figura 3-2 – Apuramento dos desvios da atividade  
(preços correntes)**



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

A análise conjunta das Figura 3-2 e Figura 3-1 evidenciam desvios de custos reduzidos face a desvios de faturação significativos.

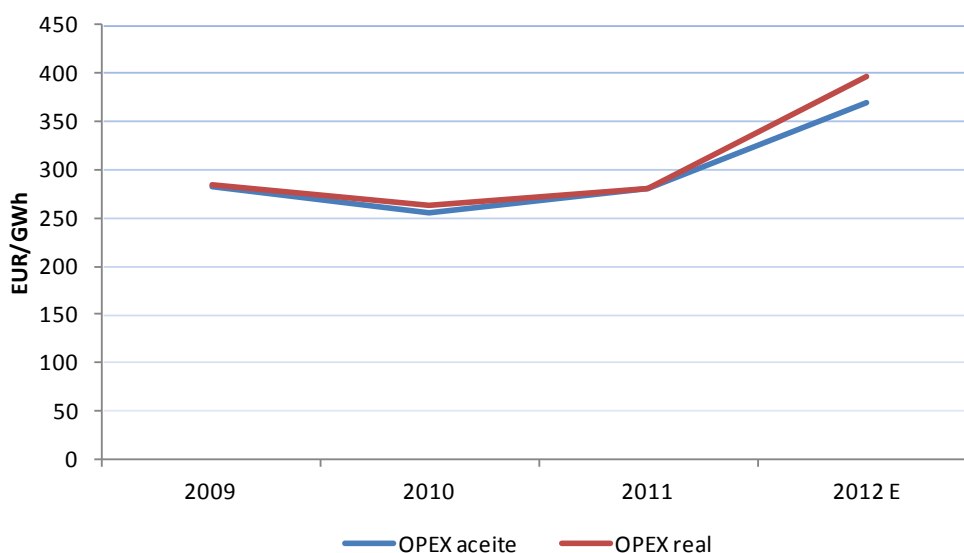


### 3.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

As Figura 3-3 e Figura 3-4 apresentam a evolução do OPEX da atividade de RAR em função dos custos unitários por indutor<sup>6</sup> de custo: energia regaseificada e capacidade de emissão.

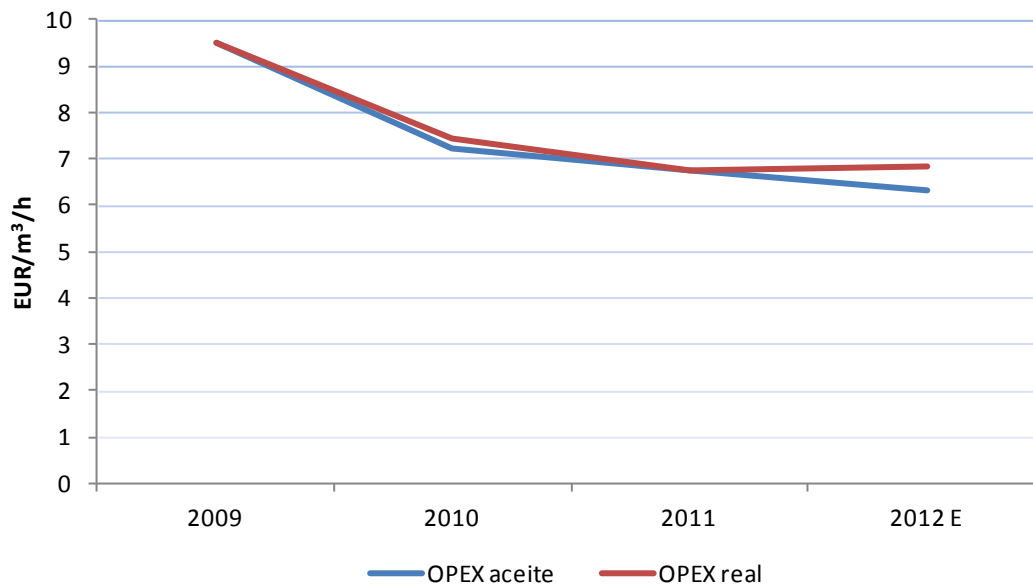
O OPEX aceite corresponde aos custos reais aceites no cálculo do ajustamento e o OPEX real corresponde aos custos reais das empresas. Recorde-se que numa regulação por incentivos do tipo *price cap* não existe equivalência entre os custos reais e os custos aceites com aplicação desta metodologia, que entre outras características tem subjacente metas de eficiência.

**Figura 3-3 – Custos unitários por energia regaseificada  
(preços constantes 2012)**



<sup>6</sup> Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada pelo regulador nas metodologias do tipo *price cap* para aceitação de custos.

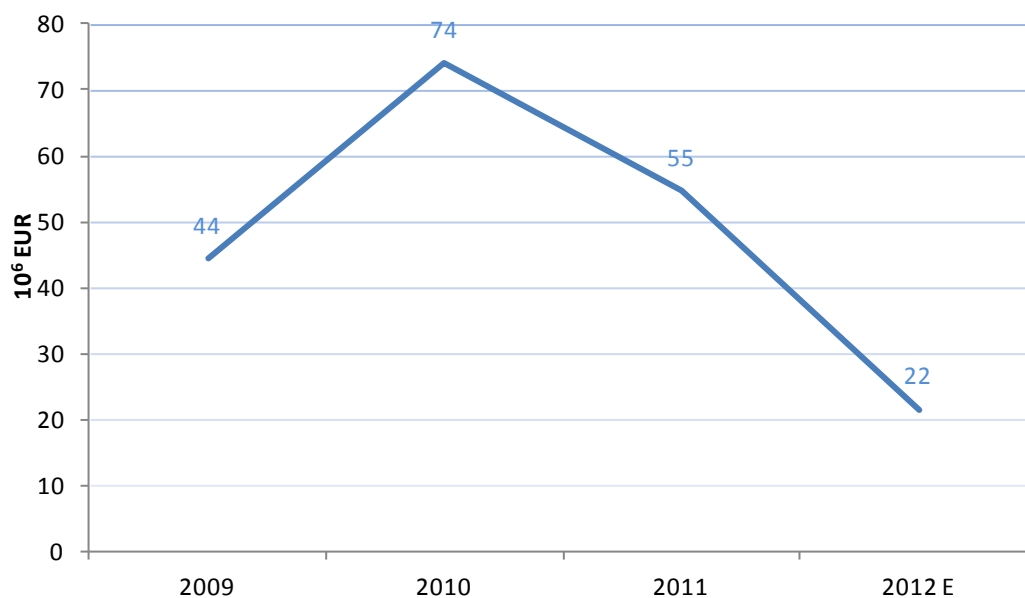
**Figura 3-4 – Custos unitários por capacidade de emissão  
(preços constantes 2012)**



Até 2009 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX da atividade de RAR, enquanto a partir de 2010 aplicou-se o mecanismo de custos eficientes. Verifica-se que em todo o período de análise os custos unitários reais quer por energia regaseificada, quer por capacidade de emissão, são muito semelhantes aos custos aceites, o que traduz a facilidade da empresa em atingir as metas impostas pelo regulador, bem como a aderência dos indutores de custos escolhidos pelo regulador para esta atividade.

## 3.1.3 INVESTIMENTO

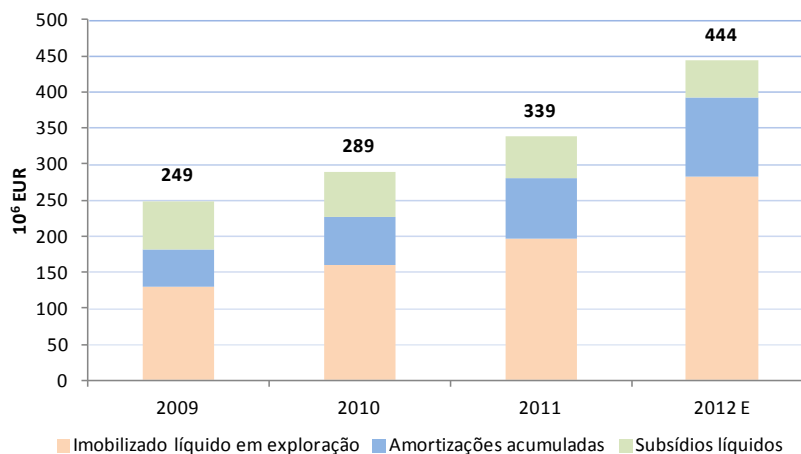
**Figura 3-5 – Evolução do investimento a custos reais  
(preços correntes)**



A Figura 3-5 apresenta a evolução a preços correntes, dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de RAR. Verifica-se que o investimento atingiu o seu valor máximo em 2010 (74 milhões de euros) e que se reduziu substancialmente nos anos seguintes. Refira-se que este investimento resulta da ampliação do Terminal de GNL de Sines, que contemplou a construção de mais um tanque de armazenamento e o reforço da capacidade de emissão.

### 3.1.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

**Figura 3-6 – Evolução do ativo real**

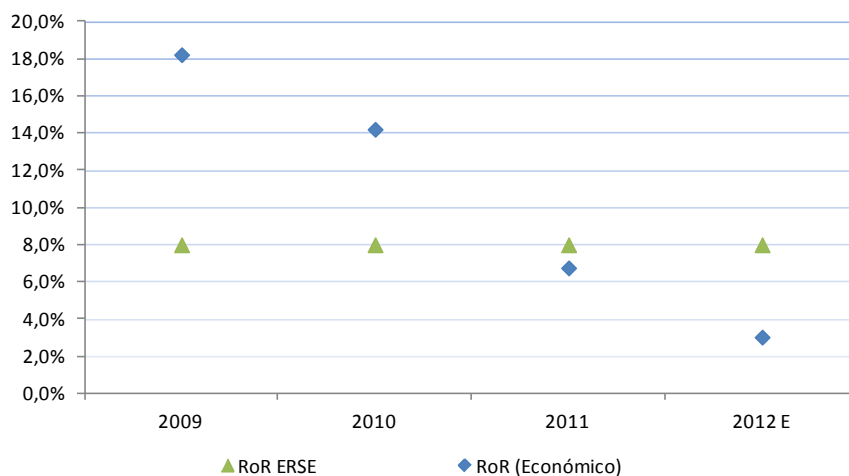


A Figura 3-6 evidencia a tendência de crescimento dos ativos do operador do Terminal de GNL, com um acréscimo entre 2009 e 2012 do imobilizado líquido em exploração na atividade de RAR de cerca de 78% decorrente da entrada em exploração dos investimentos realizados.

### 3.1.5 REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

A comparação entre a taxa de remuneração estabelecida pela ERSE, que se situou nos 8%, e a taxa de remuneração obtida pela empresa (RoR económico), é efetuada na figura seguinte, constatando-se, uma tendência de diminuição do RoR económico, estimando-se que em 2012 se situe nos 3%.

Figura 3-7 – Taxa de remuneração



A distância ocorrida entre a remuneração real e a regulatória reflete a forma como foi aplicado o mecanismo de alisamento de custo de capital a 40 anos, situação retificada de modo a garantir a neutralidade financeira, com a revisão em 2010 deste mecanismo.

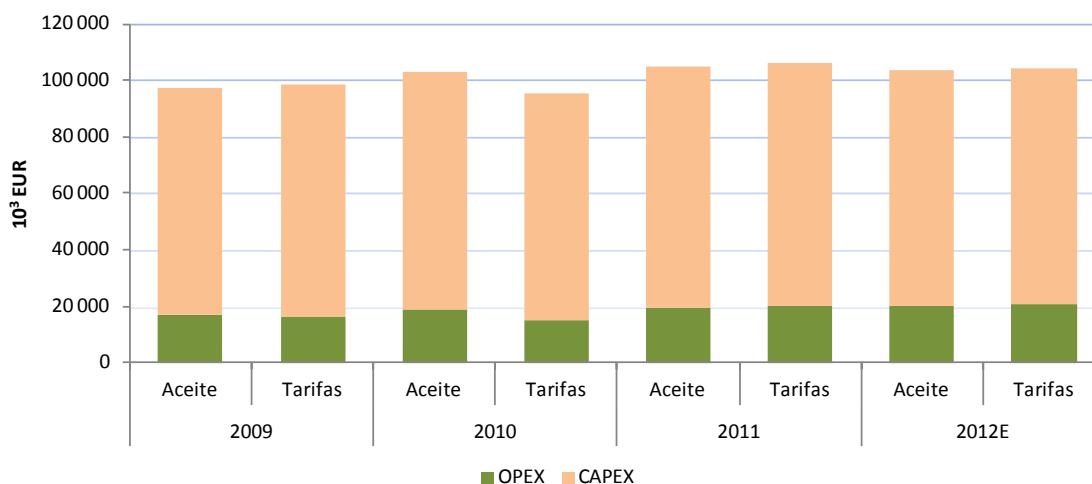
## 3.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E USO GLOBAL DO SISTEMA

### 3.2.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

A Figura 3-8 apresenta a evolução dos custos de OPEX e de CAPEX, previstos em tarifas e dos valores reais aceites<sup>7</sup>, da atividade de URT, a preços correntes. Verifica-se que não ocorrem grandes diferenças entre os valores aceites em tarifas e os valores reais aceites de cada um dos anos.

<sup>7</sup> Custos reais considerados no cálculo final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito.

**Figura 3-8 – Evolução dos proveitos permitidos - atividade de URT  
(preços correntes)**

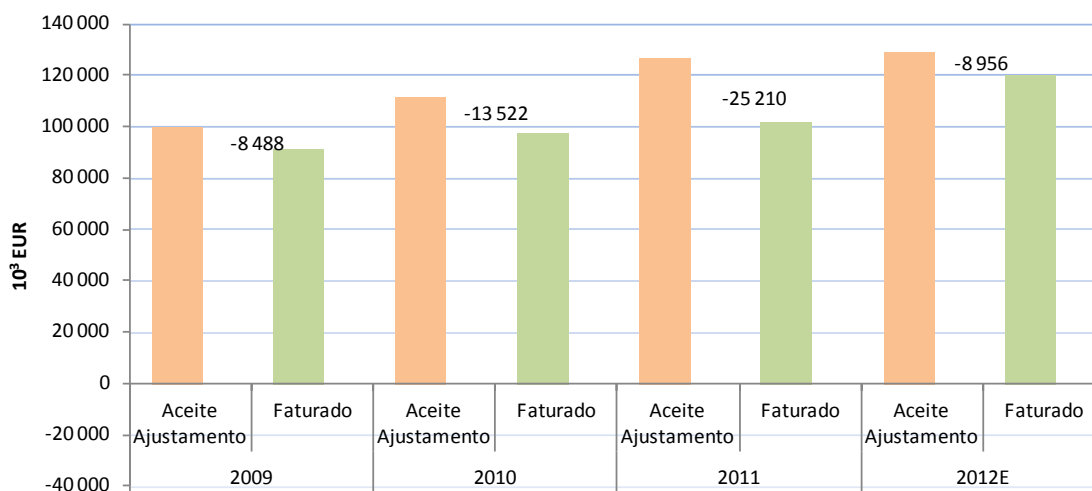


Até 2009, o OPEX da atividade de URT foi regulado por custos aceites em base anual. A partir de 2010 foi implementado um mecanismo de custos eficientes, com uma parcela fixa e três parcelas a evoluir em função do crescimento anual dos quilómetros de redes, do número de GRMS e da energia transportada. Relativamente ao CAPEX, a regulação é efetuada por aplicação de uma metodologia de custos aceites.

A Figura 3-9 apresenta os desvios apurados na atividade de URT, a preço correntes. Verifica-se que os valores faturados foram sempre inferiores aos valores considerados em ajustamento<sup>8</sup> em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa.

<sup>8</sup> Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, que inclui os custos reais aceites do ano e os ajustamentos dos anos anteriores.

**Figura 3-9 – Apuramento dos desvios da atividade - atividade de URT  
(preços correntes)**



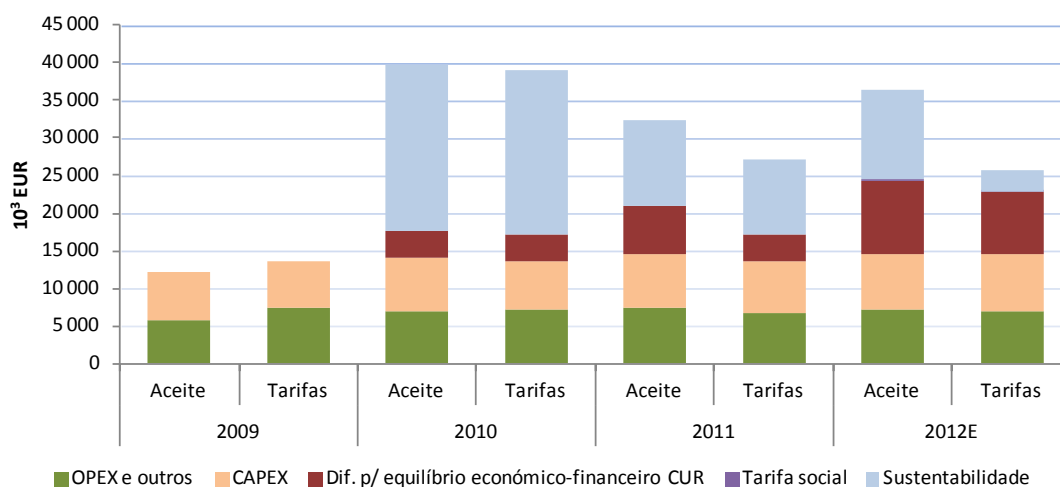
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

A análise conjunta das Figura 3-8 e Figura 3-9 evidencia que os desvios ocorridos anualmente na atividade de URT não se devem a desvios de custos.

A Figura 3-10 apresenta a evolução dos custos de OPEX, CAPEX e dos restantes agregados de custos, aceites em tarifas e dos valores reais aceites<sup>9</sup>, da atividade de UGS, a preços correntes. Verifica-se que ao nível do OPEX e do CAPEX não ocorrem grandes diferenças entre os valores aceites em tarifas e os valores reais aceites nos ajustamentos de cada um dos anos.

<sup>9</sup> Custos reais considerados no cálculo final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito.

**Figura 3-10 – Evolução dos proveitos permitidos - atividade de UGS  
(preços correntes)**



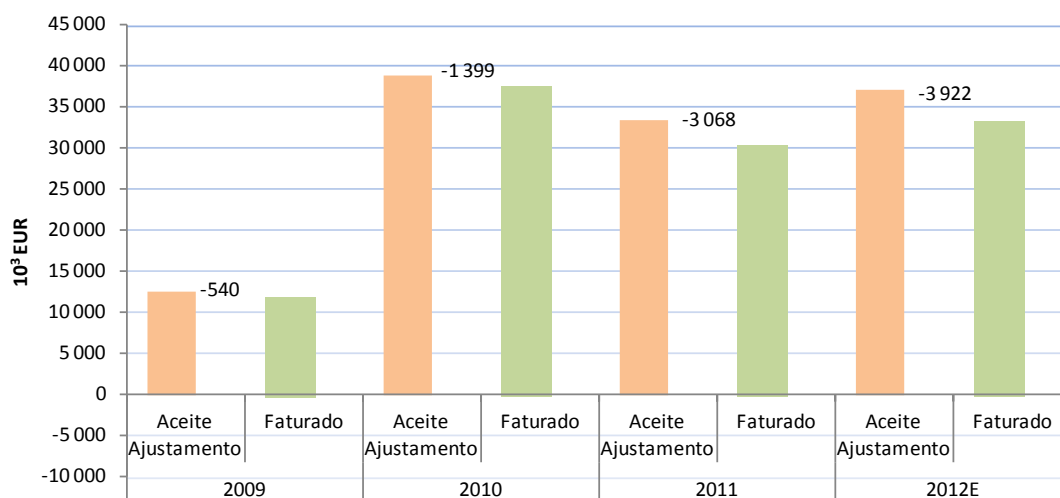
No caso do OPEX da atividade de UGS é aplicado um mecanismo de custos aceites em base anual. Verifica-se que a partir de 2010 o OPEX registou alguma estabilidade. O valor do CAPEX mantém-se também estável ao longo do período em análise sendo aplicada uma metodologia de regulação baseada em custos aceites. A partir de 2010, a atividade de UGS passou a recuperar: (i) o diferencial resultante do processo de extinção de tarifas para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso; (ii) os ajustamentos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados. A partir de 2012, a atividade de UGS passa também a incorporar os custos com o financiamento da tarifa social.

A Figura 3-11 apresenta a evolução dos proveitos faturados, dos proveitos aceites em ajustamento<sup>10</sup> e dos respetivos desvios apurados da atividade de UGS, a preço correntes.

<sup>10</sup> Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, que inclui os custos reais aceites do ano e os ajustamentos dos anos anteriores.



**Figura 3-11 – Apuramento dos desvios da atividade - atividade de UGS  
(preços correntes)**



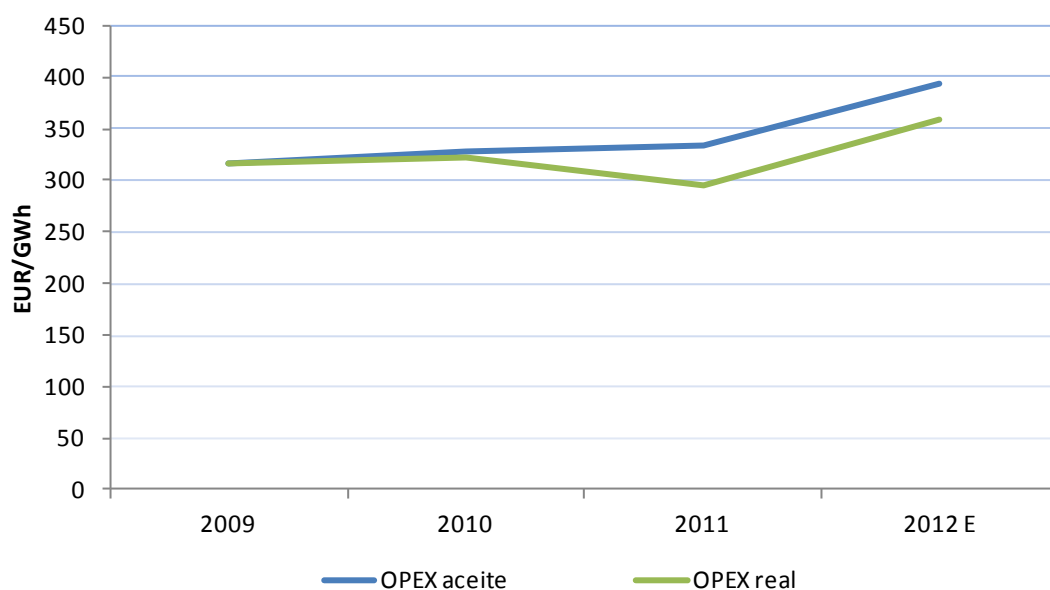
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

### 3.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

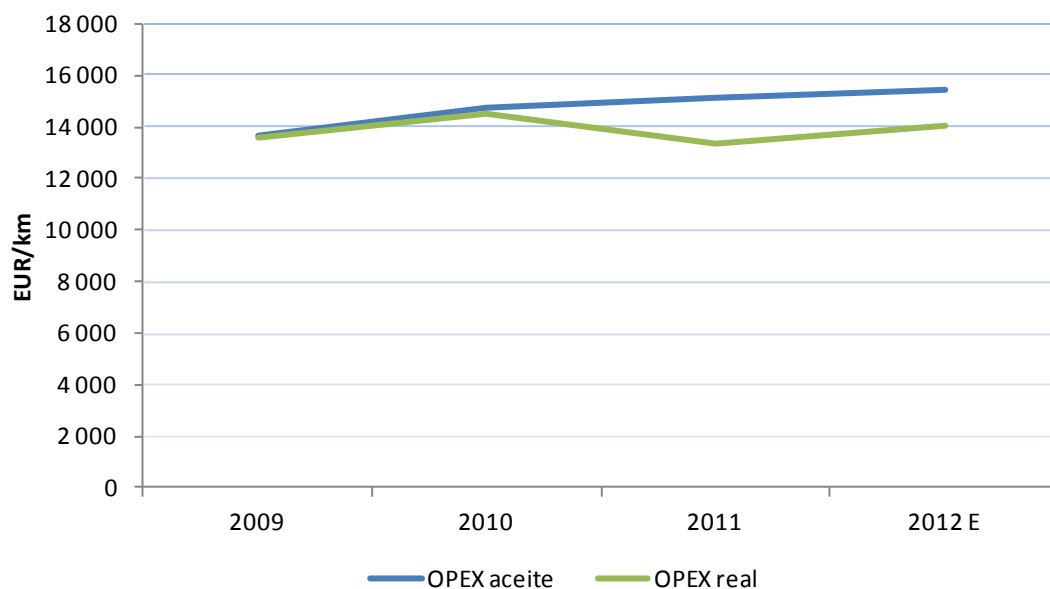
As Figura 3-12 e Figura 3-13 apresentam a evolução do OPEX da atividade de URT em função dos custos unitários por energia transportada e por km de rede.

O OPEX aceite corresponde aos custos reais aceites no cálculo do ajustamento e o OPEX real corresponde aos custos reais das empresas. Recorde-se que numa regulação por incentivos do tipo *price cap* não existe equivalência entre os custos reais e os custos aceites com aplicação desta metodologia, que entre outras características tem subjacente metas de eficiência.

**Figura 3-12 – Custos unitários por energia transportada  
(preços constantes 2012)**



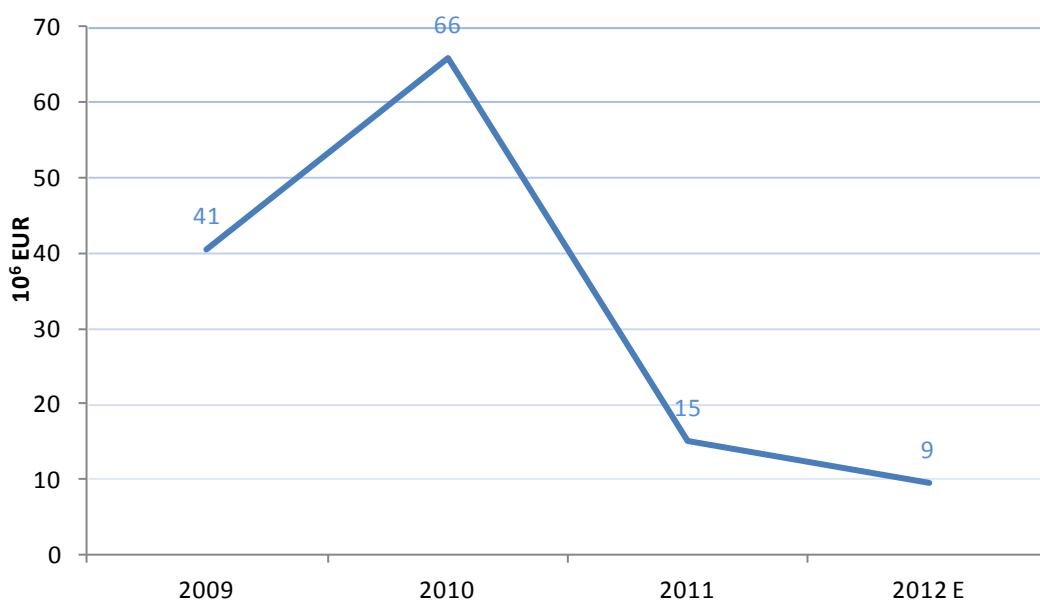
**Figura 3-13 – Custos unitários por km de rede  
(preços constantes 2012)**



Verifica-se que em 2010, com a aplicação da regulação por custos aceites, os custos unitários aceites quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, são superiores aos custos unitários reais, o que justifica que sejam revistas as metas de eficiência.

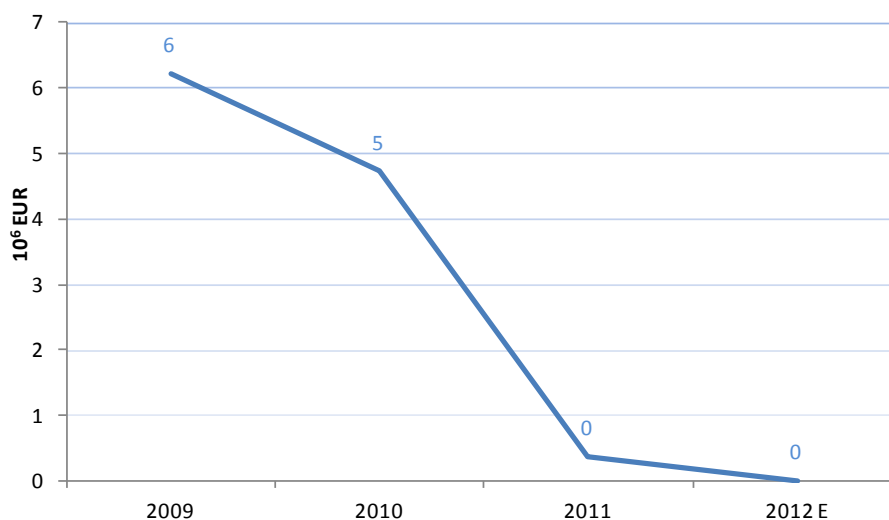
### 3.2.3 INVESTIMENTO

**Figura 3-14 – Evolução do investimento a custos reais - atividade de URT  
(preços correntes)**



A Figura 3-14 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de URT. O elevado valor em 2010 resulta do investimento nos gasodutos de Setúbal/Leiria, Leiria/Braga e Campo Maior/Leiria e do investimento na 3<sup>a</sup> ligação no troço Mangualde/Guarda.

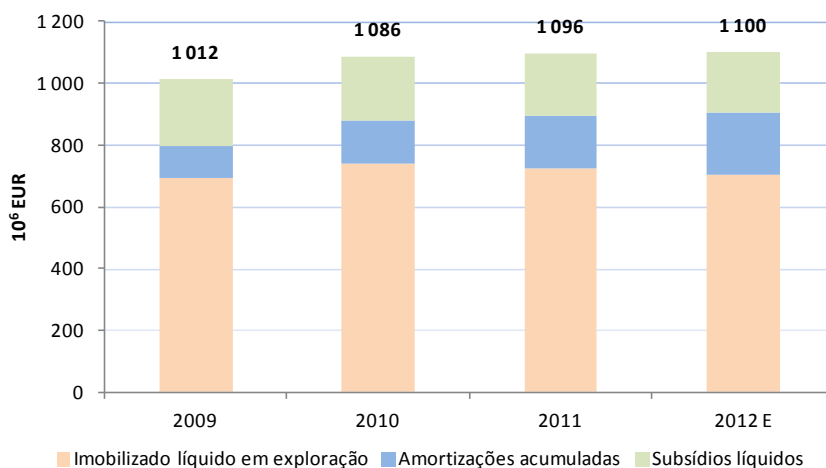
**Figura 3-15 – Evolução do investimento a custos reais - atividade de UGS  
(preços correntes)**

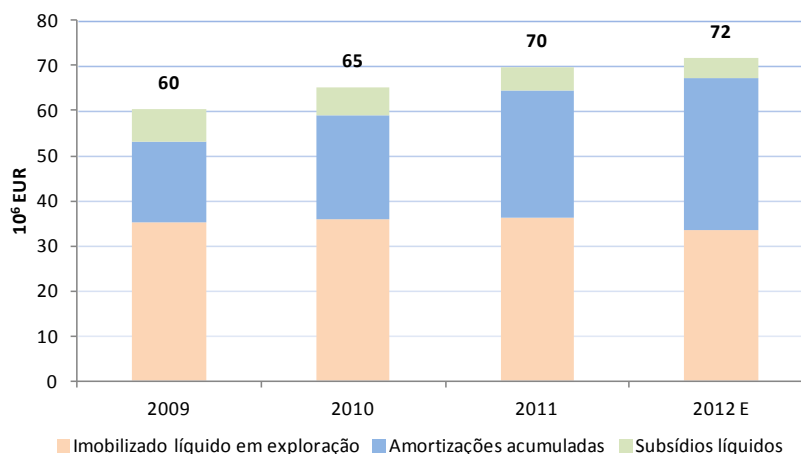


A Figura 3-15 apresenta o comportamento do investimento realizado na atividade de UGS, verificando-se que os valores são relativamente baixos não ocorrendo praticamente investimento nos anos de 2011 e na estimativa de 2012.

### 3.2.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

**Figura 3-16 – Evolução do ativo real – atividade de URT**



**Figura 3-17 – Evolução do ativo real – atividade de UGS**

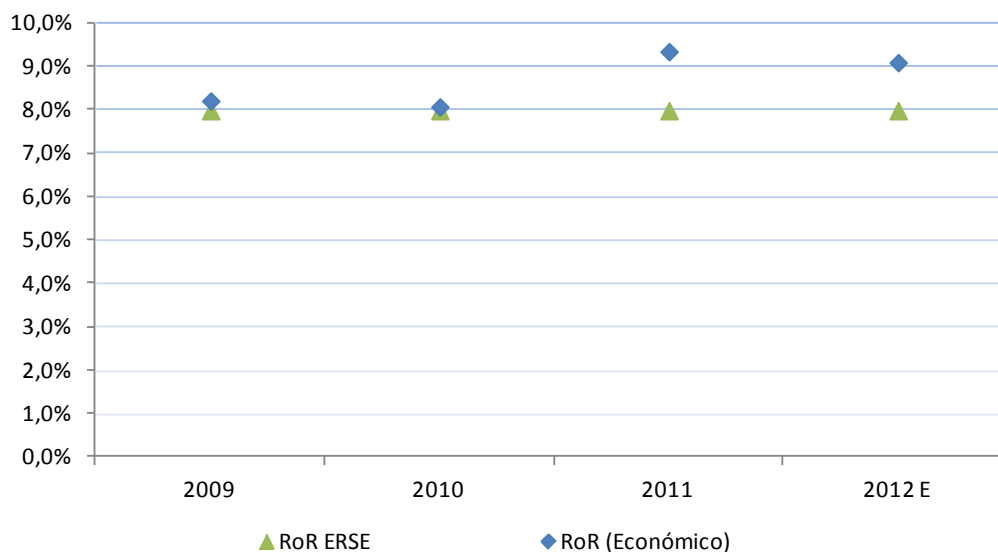
As Figura 3-16 e Figura 3-17 evidenciam a tendência mencionada, anteriormente. Nas duas atividades do ORT o imobilizado líquido em exploração tem diminuído por via do acréscimo das amortizações. Registe-se, que esta análise não inclui o imobilizado em curso, uma vez que este não é objeto de remuneração.

### 3.2.5 REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

A Figura 3-18 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de transporte, sendo de observar que a taxa de remuneração real é muito próxima da regulatória.

A análise de rentabilidade da atividade de GGS não é apresentada uma vez que esta atividade caracteriza-se por um valor reduzido de imobilizado e os seus proveitos estão muito influenciados por fluxos financeiros não diretamente relacionados com a sua atividade, tal como registado na Figura 3-10.

Figura 3-18 – Taxa de remuneração – atividade de URT



### 3.1 ATIVIDADE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

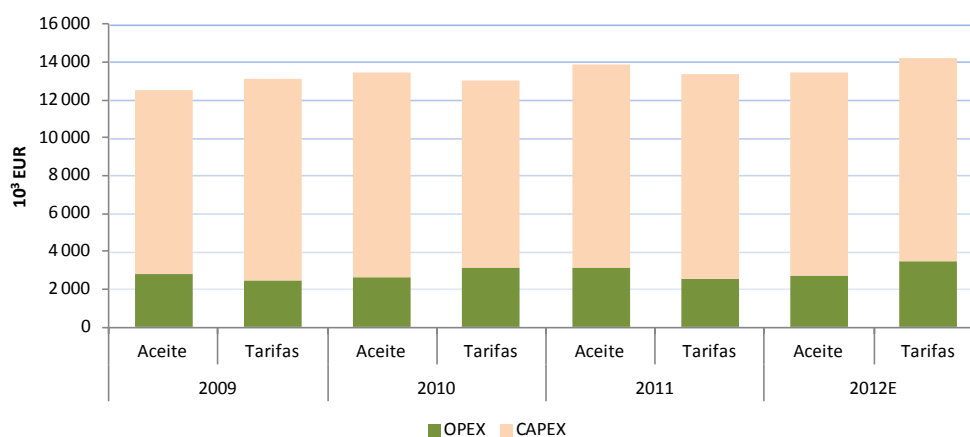
#### 3.1.1 REN ARMAZENAGEM

##### 3.1.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

A Figura 3-19 apresenta a evolução dos custos de OPEX e de CAPEX, aceites em tarifas e dos valores reais aceites<sup>11</sup>, da atividade de AS da REN Armazenagem. Verifica-se que não ocorrem grandes diferenças entre os valores aceites em tarifas e os valores reais aceites nos ajustamentos de cada um dos anos.

<sup>11</sup> Custos reais considerados no cálculo final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito.

**Figura 3-19 – Evolução dos proveitos permitidos  
(preços correntes)**

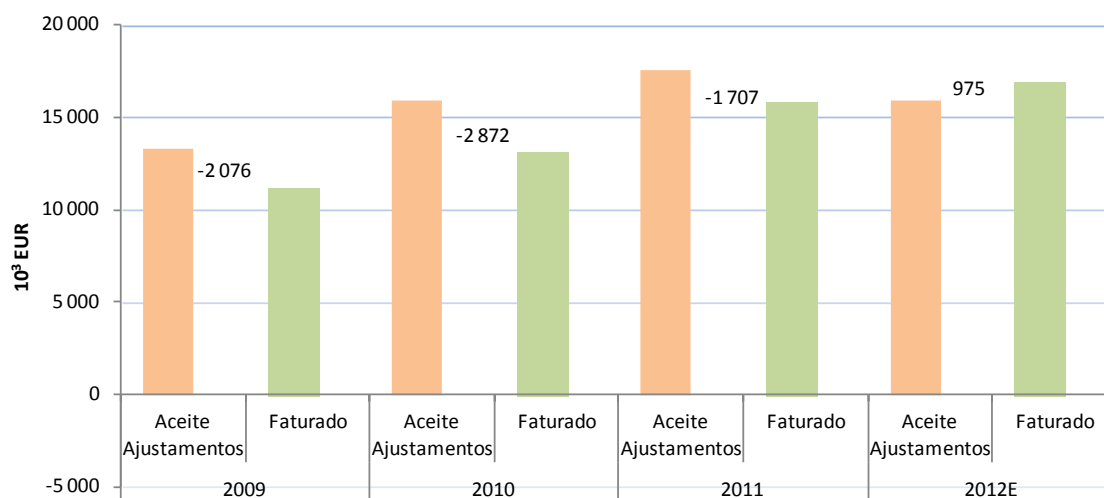


O OPEX da atividade de AS da REN Armazenagem foi regulada até 2012 por custos aceites em base anual. Verifica-se que o crescimento dos custos de OPEX apresentam para o período em análise alguma estabilidade. Relativamente ao CAPEX, a regulação é, também, efetuada por aplicação de uma metodologia de custos aceites mantendo-se estável a partir de 2010, após um acréscimo ocorrido entre 2009 e 2010.

A Figura 3-20 apresenta a evolução dos desvios da atividade de Armazenamento Subterrâneo (AS), da REN Armazenagem, verificando-se que, excetuando a estimativa para o ano de 2012 os proveitos faturados foram sempre inferiores aos proveitos aceites em ajustamentos<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, que inclui os custos reais aceites do ano e os ajustamentos dos anos anteriores.

**Figura 3-20 – Apuramento dos desvios da atividade  
(preços correntes)**

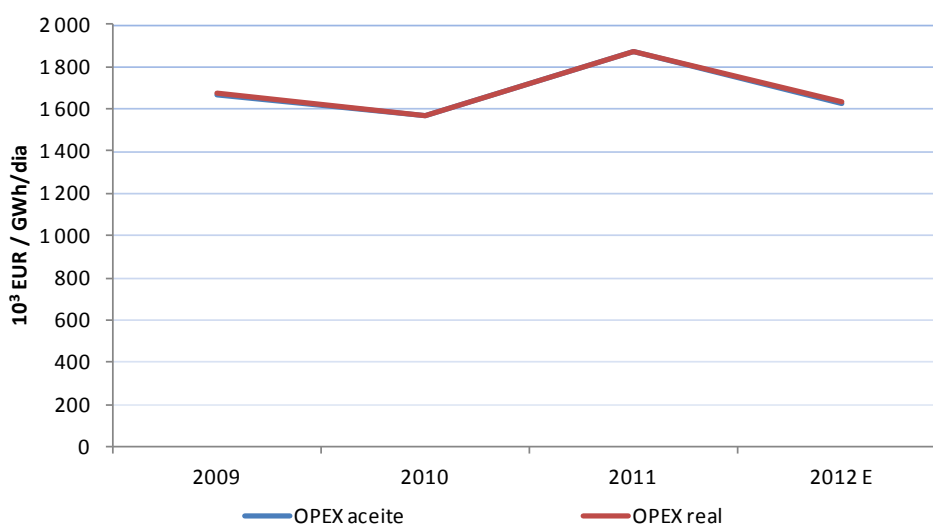


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

### 3.1.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

A Figura 3-21 apresenta a evolução do OPEX da atividade de AS da REN Armazenagem em função dos custos unitários por capacidade de armazenamento. Verifica-se que os custos unitários reais são quase idênticos aos aceites em sede de ajustamento. De salientar o acréscimo em 2011, resultante do facto da REN Armazenagem ter passado a agente pagador das compensações entre operadores de AS.

**Figura 3-21 – Custos unitários por capacidade de armazenamento  
(preços constantes 2012)**

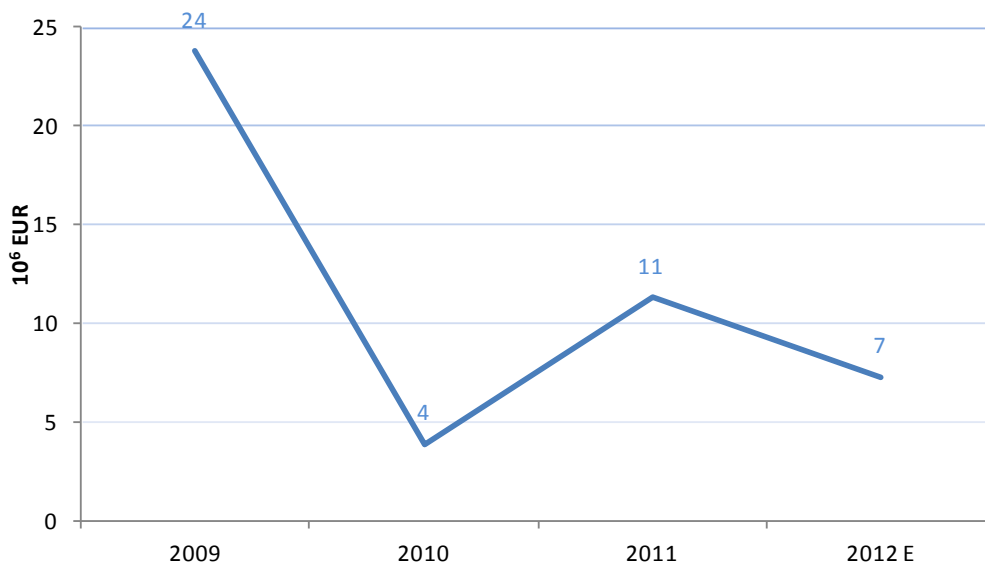




## 3.1.1.3 INVESTIMENTO

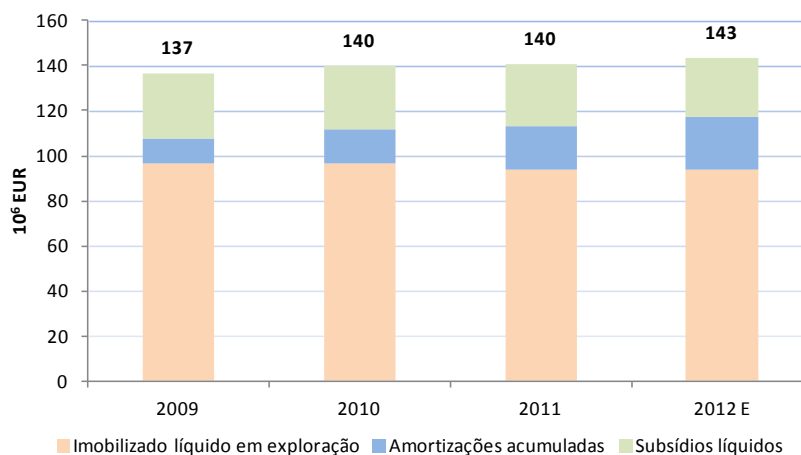
A Figura 3-22 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem.

**Figura 3-22 – Evolução do investimento a custos reais  
(preços correntes)**



## 3.1.1.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

**Figura 3-23 – Evolução do ativo real**



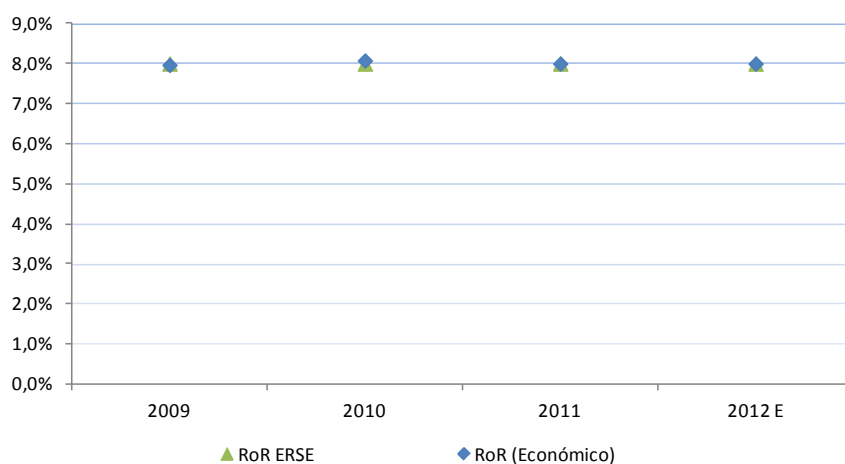
A Figura 3-23 evidencia a estabilidade dos ativos da atividade da AS da REN Armazenagem. Verifica-se que o imobilizado líquido em exploração apresenta um ligeiro decréscimo por via do aumento das amortizações acumuladas.

### 3.1.1.5 REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

A Figura 3-24 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de AS da REN Armazenagem, comparando-as com as taxas definidas pela ERSE.

A quase igualdade entre as duas taxas resulta da aplicação de uma regulação por custos aceites, tanto no OPEX como no CAPEX.

**Figura 3-24 – Taxa de remuneração**



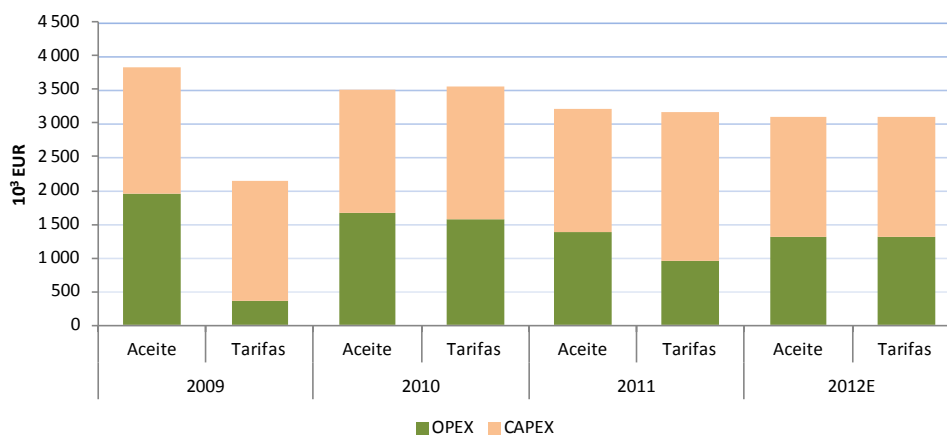
## 3.1.2 TRANSGÁS ARMAZENAGEM

### 3.1.2.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

A Figura 3-25 apresenta a evolução dos custos de OPEX e de CAPEX, aceites em tarifas e dos valores reais aceites<sup>13</sup>, da atividade de AS da Transgás Armazenagem. Verifica-se que não ocorreram grandes diferenças entre os valores aceites em tarifas e os valores reais aceites nos ajustamentos de cada um dos anos, com exceção do ano 2009.

<sup>13</sup> Custos reais considerados no cálculo final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito.

**Figura 3-25 – Evolução dos proveitos permitidos  
(preços correntes)**



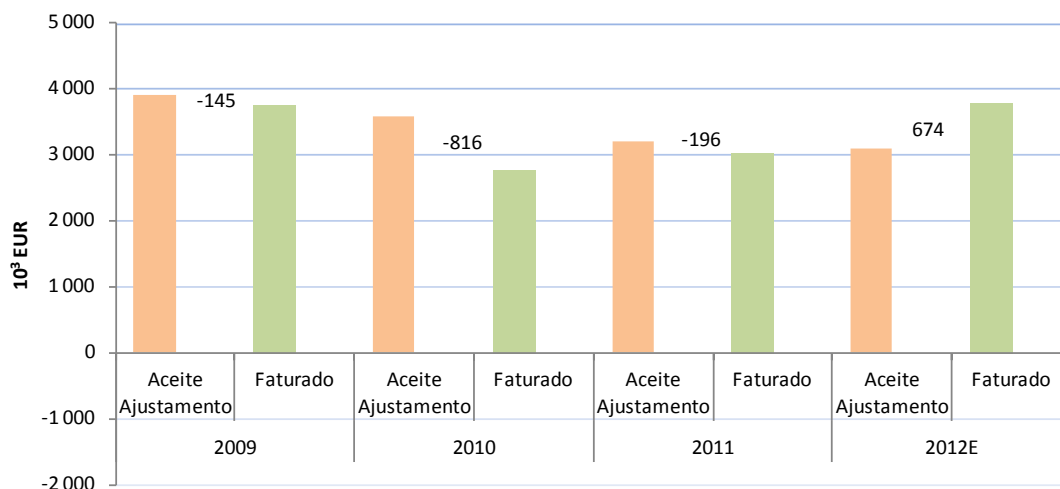
O OPEX da atividade de AS da Transgás Armazenagem foi regulada até 2012 por custos aceites em base anual. Verifica-se um decréscimo dos custos de OPEX essencialmente pelo facto da Transgás Armazenagem ter passado de agente pagador das compensações entre operadores de AS para agente receptor<sup>14</sup>. Relativamente ao CAPEX, a regulação é, também, efetuada por aplicação de uma metodologia de custos aceites mantendo-se estável ao longo do período em análise.

A Figura 3-26 apresenta o apuramento dos desvios da atividade de AS, da Transgás Armazenagem, a preço correntes. Verifica-se que, excetuando a estimativa para 2012, os valores faturados foram sempre inferiores aos valores aceites<sup>15</sup> em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa.

<sup>14</sup> Os custos com as compensações entre operadores de AS são registados ao nível dos fornecimentos e serviços externos.

<sup>15</sup> Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, que inclui os custos reais aceites do ano e os ajustamentos dos anos anteriores.

**Figura 3-26 – Apuramento dos desvios da atividade  
(preços correntes)**

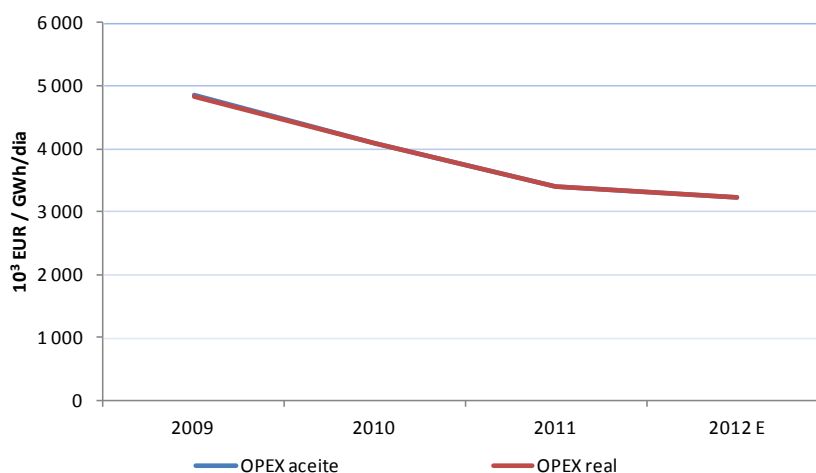


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

### 3.1.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

A Figura 3-27 apresenta a evolução do OPEX da atividade de AS da Transgás Armazenagem em função dos custos unitários por capacidade de armazenamento.

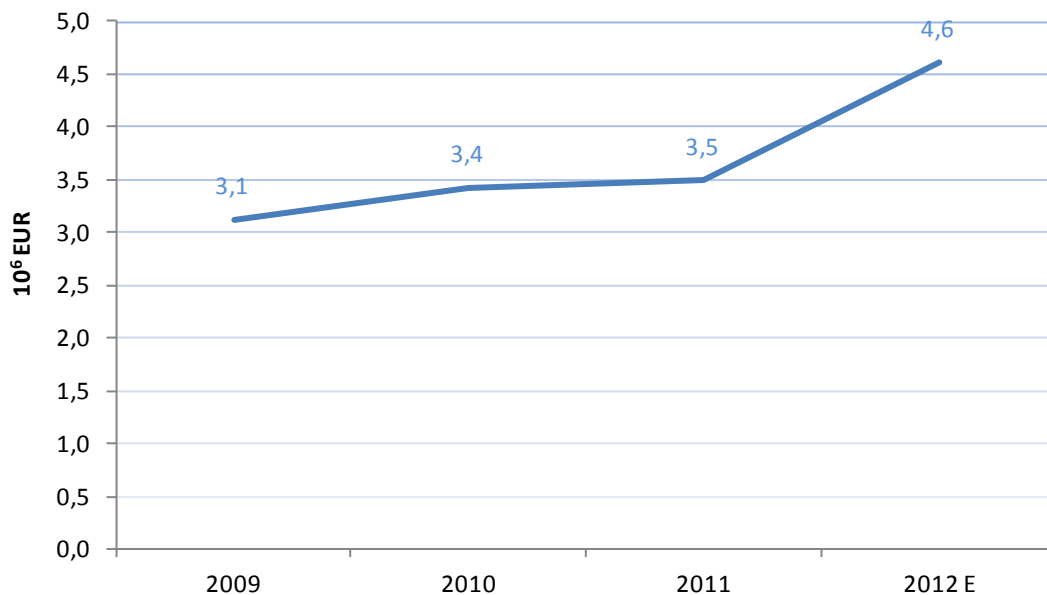
**Figura 3-27 – Custos unitários por capacidade de armazenamento  
(preços constantes 2012)**



Até 2012 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX da atividade de AS. Verifica-se que os custos unitários reais por capacidade de armazenamento, apresentam um decréscimo ao longo do período em análise, essencialmente pelo facto de, conforme referido anteriormente, a Transgás Armazenagem ter passado de agente pagador das compensações entre operadores de AS para agente receptor. Desta forma, ocorreu uma diminuição do OPEX via fornecimentos e serviços externos.

## 3.1.2.3 INVESTIMENTO

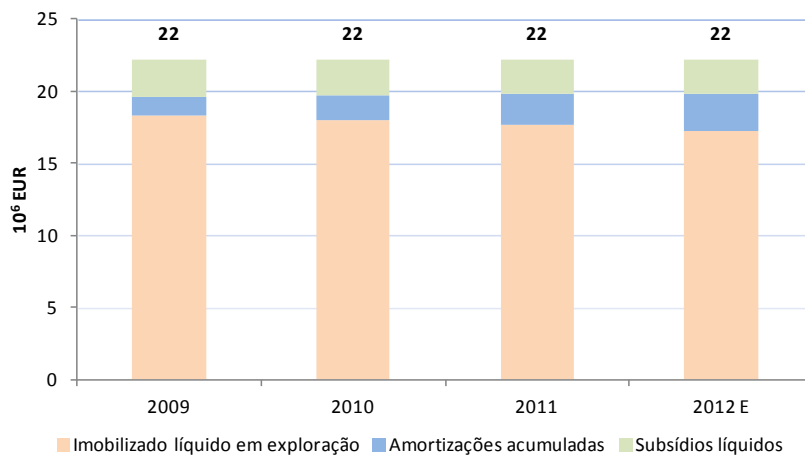
**Figura 3-28 – Evolução do investimento a custos reais  
(preços correntes)**



A Figura 3-28 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem.

## 3.1.2.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

**Figura 3-29 – Evolução do ativo real**

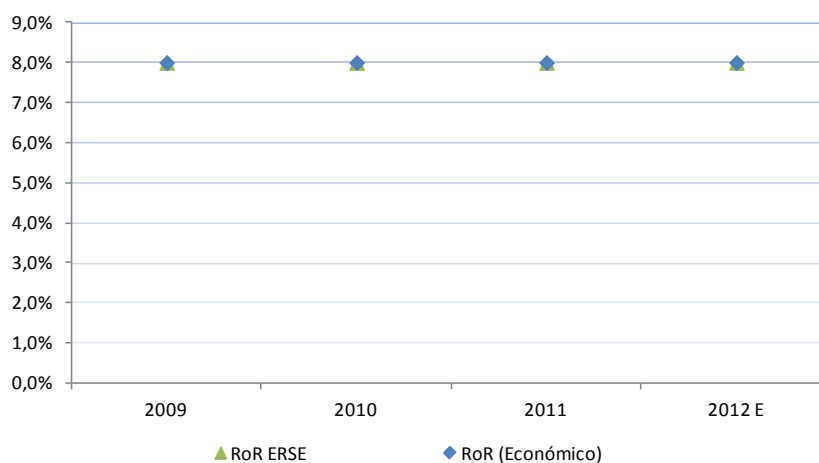


A Figura 3-29 evidencia a estabilidade dos ativos da atividade da AS da Transgás Armazenagem. Verifica-se que o imobilizado líquido em exploração apresenta um ligeiro decréscimo por via do aumento das amortizações acumuladas.

### 3.1.2.5 REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

A Figura 3-30 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de AS da Transgás Armazenagem. A igualdade entre as duas taxas, tal como verificado no outro operador de armazenamento subterrâneo, decorre da aplicação de uma regulação por custos aceites, tanto no OPEX como no CAPEX.

**Figura 3-30 – Taxa de remuneração**



## 4 ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO

### 4.1 ANÁLISE GLOBAL

#### 4.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

Neste primeiro ponto, pretende-se, por um lado, comparar os custos considerados em tarifas com os custos reais aceites<sup>16</sup> e, por outro, os proveitos faturados com a aplicação das tarifas com os proveitos considerados em ajustamento<sup>17</sup>, avaliando assim o desvio de desempenho e o desvio de faturação, respetivamente.

Importa também salientar que não existe uma relação direta entre as receitas definidas para as tarifas para um determinado ano e as receitas obtidas nesse ano. Este facto decorre das primeiras se basearem em pressupostos quanto à evolução da atividade que, posteriormente, conduzem a ajustamentos dos proveitos.

A Figura 4-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos<sup>18</sup> (a preços correntes) dos onze ORD, excluindo o efeito dos ajustamentos de anos anteriores e da reposição gradual da neutralidade financeira. Esta figura compara os custos considerados em tarifas e os custos reais aceites.

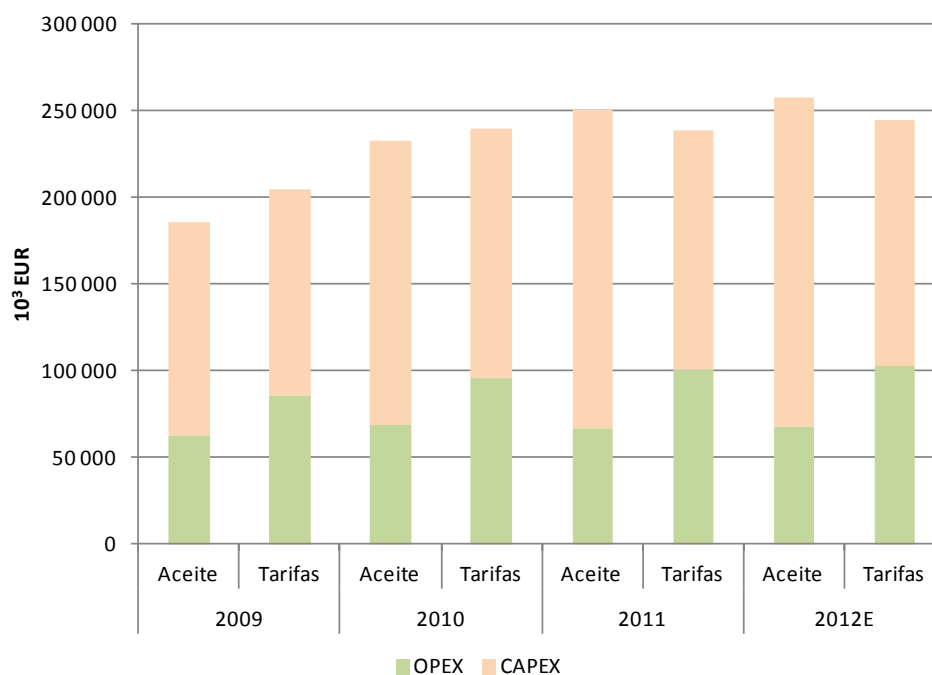
---

<sup>16</sup> Custos reais considerados no cálculo final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito.

<sup>17</sup> Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, que inclui os custos reais aceites do ano e os ajustamentos dos anos anteriores.

<sup>18</sup> Nesta análise não aparece o valor das compensações tarifárias, pois o saldo desta rubrica no conjunto dos 11 ORD anula este valor. Estes valores serão visíveis aquando da análise por empresa.

**Figura 4-1 – Evolução dos proveitos permitidos dos onze ORD  
(preços correntes)**



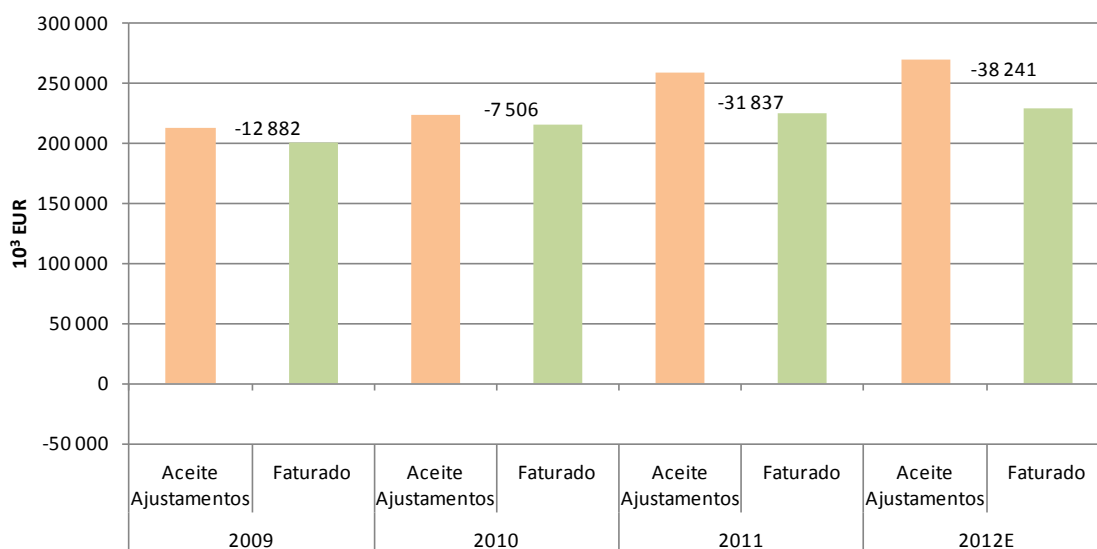
Constata-se, pela análise da figura que os proveitos permitidos não têm sofrido grandes alterações. Denota-se que em sede de cálculo de tarifas os custos de exploração considerados são, em todos os anos analisados, superiores aos valores reais aceites para ajustamento. Em 2009 e 2010 estas diferenças justificam-se, por cortes nos custos unitários por ponto de abastecimento. No que se refere aos anos de 2011 e 2012, estas diferenças justificam-se por desvios de previsões de quantidades em tarifas. No que respeita ao CAPEX, verifica-se que os valores aceites são sempre superiores aos valores definidos em tarifas.

Observa-se assim, que a estrutura de custos implícita nas tarifas é diferente da aceite em ajustamentos: (i) quantidades previstas são maiores do que as reais o que amplia OPEX de tarifas face ao aceite e (ii) revisão das previsões dos investimentos enviadas pelas empresas o que reduz CAPEX de tarifas face ao aceite.

Quando se compara os proveitos faturados com os proveitos aceites em ajustamentos (que inclui o efeito dos ajustamentos de anos anteriores), presente na Figura 4-2, verifica-se a existência de desvios significativos, que resultam em grande parte de desvios de faturação.



**Figura 4-2 – Apuramento dos desvios da atividade dos onze ORD  
(preços correntes)**



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

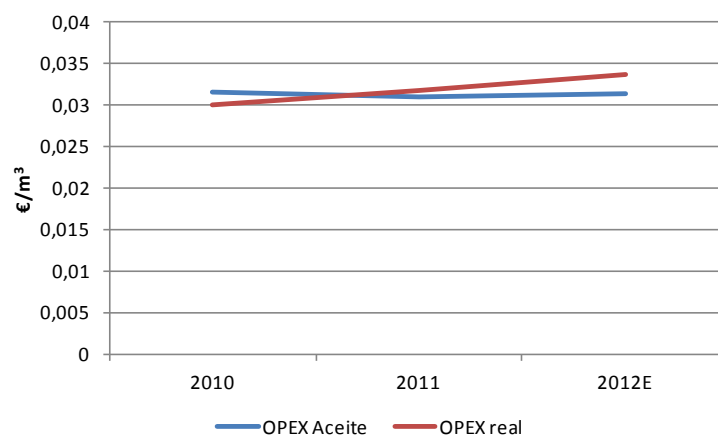
#### 4.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

As figuras seguintes apresentam a evolução dos custos unitários por energia e por ponto de abastecimento do universo dos onze ORD, a preços constantes de 2012.

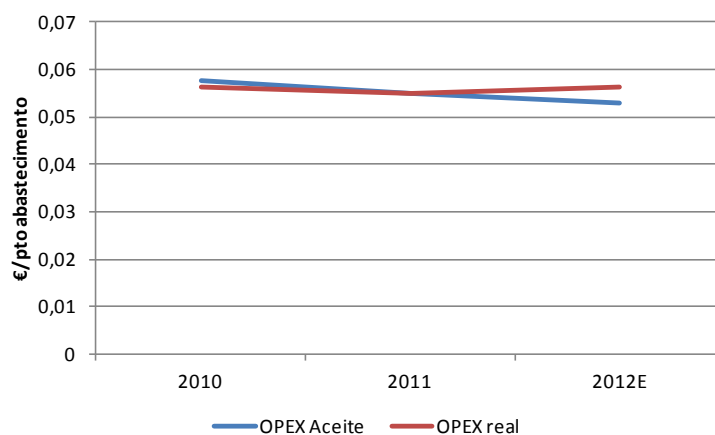
O OPEX aceite corresponde aos custos reais aceites no cálculo do ajustamento e o OPEX real corresponde aos custos reais das empresas. Recorde-se que numa regulação por incentivos do tipo *price cap* não existe equivalência entre os custos reais e os custos aceites com aplicação desta metodologia, que entre outras características tem subjacente metas de eficiência.

A proximidade entre os valores aceites e os valores reais evidencia alguma facilidade, por parte das empresas, em atingirem as metas de eficiência impostas. Sublinha-se que em 2012 os valores apresentados decorrem de estimativas. O afastamento verificado no custo unitário por energia a partir de 2011, pode resultar do efeito da diminuição da energia distribuída.

**Figura 4-3 – Custos unitários por energia distribuída dos onze ORD  
(preços constantes 2012)**



**Figura 4-4 – Custos unitários por ponto de abastecimento dos onze ORD  
(preços constantes 2012)**



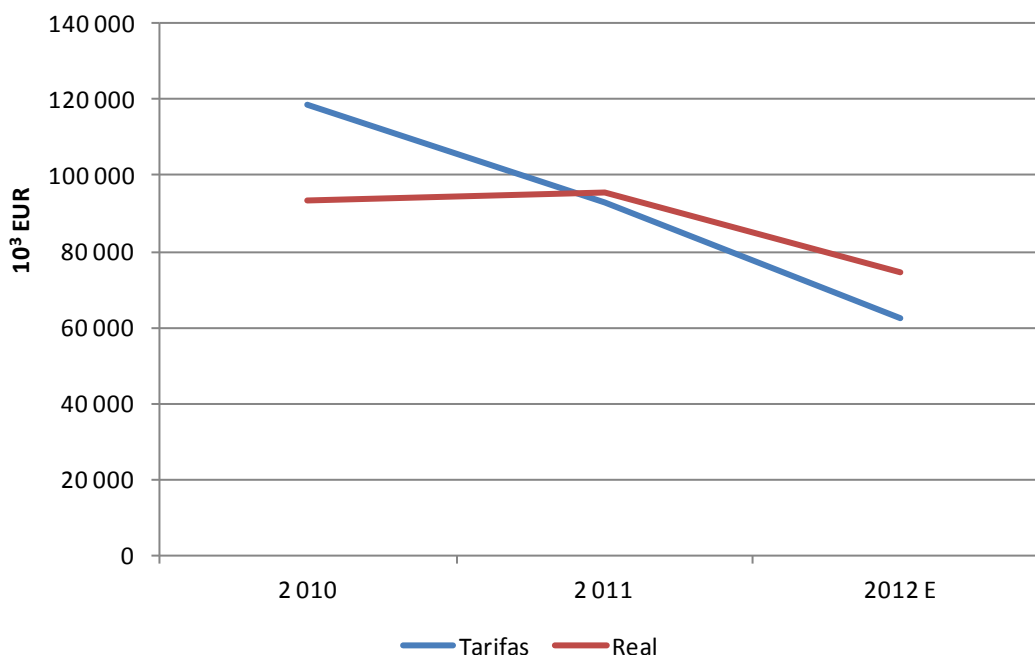
#### 4.1.3 INVESTIMENTO

A evolução do investimento dos onze ORD<sup>19</sup> é apresentado na figura seguinte, sendo que a comparação é realizada, para cada ano civil, entre o valor aceite para efeitos de cálculo de proveitos para tarifas e o valor efetivamente realizado. Os valores de investimento analisados correspondem aos valores do

<sup>19</sup> Esta evolução não abrange o ano de 2009 pois neste ano era usada a metodologia de alisamento de custo de capital o que distorcia a comparação com os anos seguintes nos quais se passou a utilizar uma metodologia de custos aceites.

imobilizado que entra em exploração uma vez que, na generalidade das empresas e a partir de 2010, o investimento efetuado no ano é transferido quase, na sua totalidade, para imobilizado em exploração.

**Figura 4-5 – Evolução do imobilizado em exploração dos onze ORD  
(preços correntes)**



No universo dos onze ORD verifica-se um decréscimo do valor do investimento, o que está em linha com o considerado em tarifas. Regista-se, no entanto, que até 2010 os valores previstos pelas empresas foram superiores aos realmente ocorridos.

A avaliação por parte do regulador dos investimentos propostos pelas empresas, tem sido uma tarefa necessária, tendo a ERSE vindo a atuar em conformidade com esse princípio.

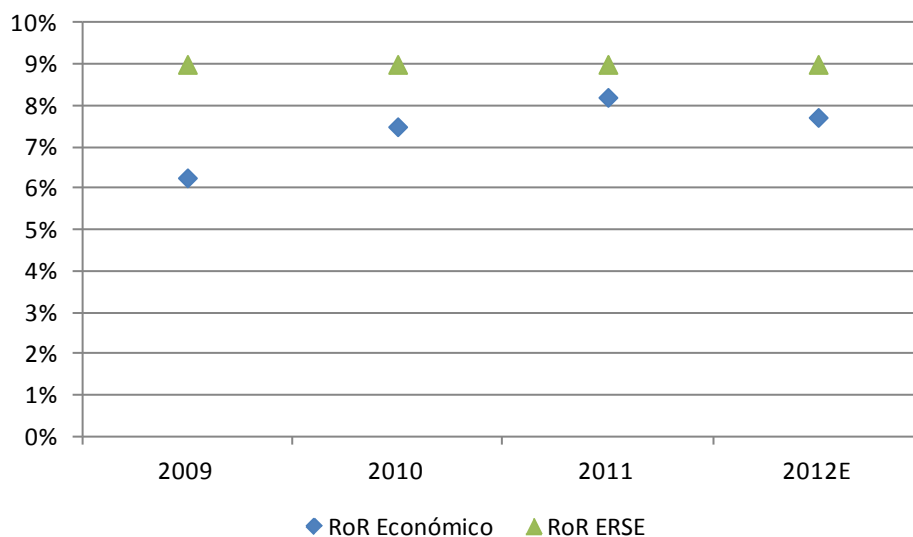
Desta forma, pretende-se que haja do lado dos operadores uma maior preocupação na realização das suas previsões de investimento, o que se materializa na alteração regulamentar no novo período de regulação a iniciar em 2013-2014, na qual se implementou um mecanismo de penalização de sobreinvestimento na atividade de distribuição.

#### 4.1.4 REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

A comparação entre a taxa de remuneração estabelecida pela ERSE e a taxa de remuneração efetivamente obtida pelas empresas (ROR económico) é efetuada na figura seguinte para a globalidade dos ORD.

A taxa de remuneração dos ativos das empresas distribuidoras foi fixada em 9%, em termos nominais, para o período analisado.

**Figura 4-6 – Taxa de remuneração dos 11 ORD**



Na globalidade, assiste-se a uma aproximação entre as taxas de remuneração reais e a taxa definida pelo regulador. Esta situação, resulta do esforço dos operadores em atingirem as metas de eficiência impostas para o período de regulação. O ano de 2009 traduz a dificuldade em definir a taxa de remuneração por não existir separação de atividades entre distribuição e comercialização.

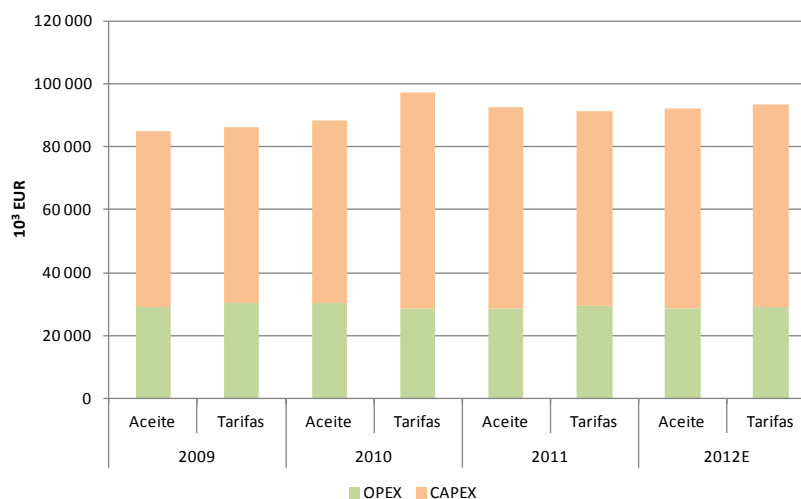
## 4.2 ANÁLISE POR EMPRESA

De seguida apresentam-se alguns indicadores de desempenho dos quatro operadores seleccionados: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Sonorgás e Tagusgás.

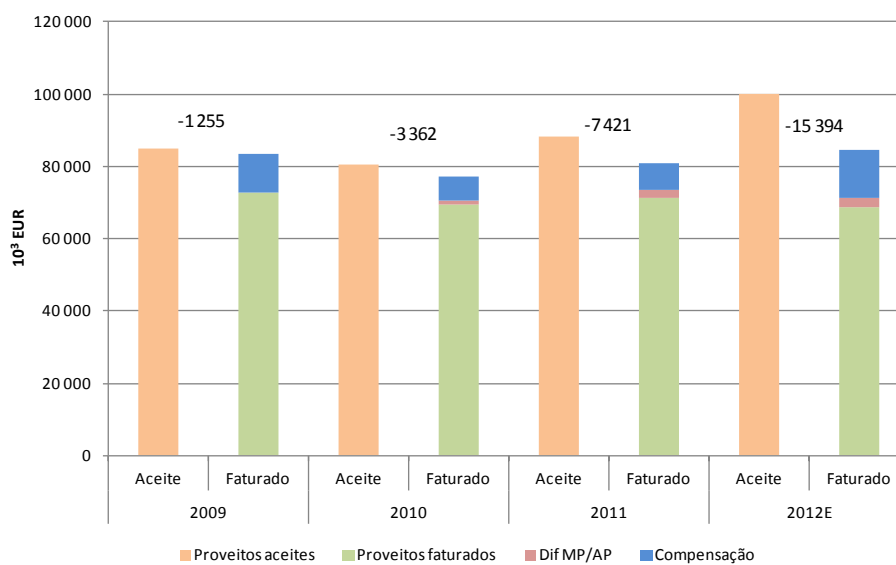
4.2.1 LISBOAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

**Figura 4-7 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes)**



**Figura 4-8 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes)**

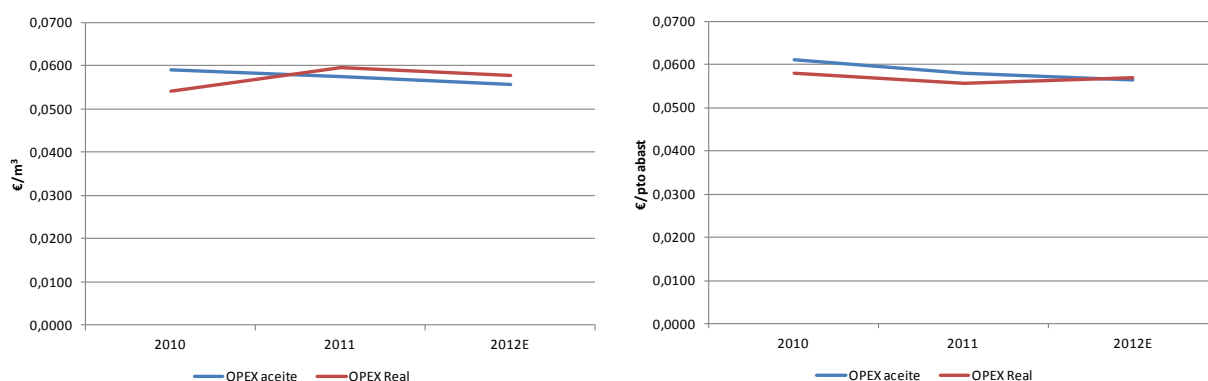


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

Pela análise das figuras anteriores verifica-se uma evolução estável do OPEX e do CAPEX e em linha com os valores definidos em tarifas. Assiste-se, assim, a desvios de custos reduzidos face a desvios de faturação muito acentuados. Mesmo com o efeito da compensação tarifária, os proveitos faturados são muito inferiores aos aceites.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

**Figura 4-9 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**

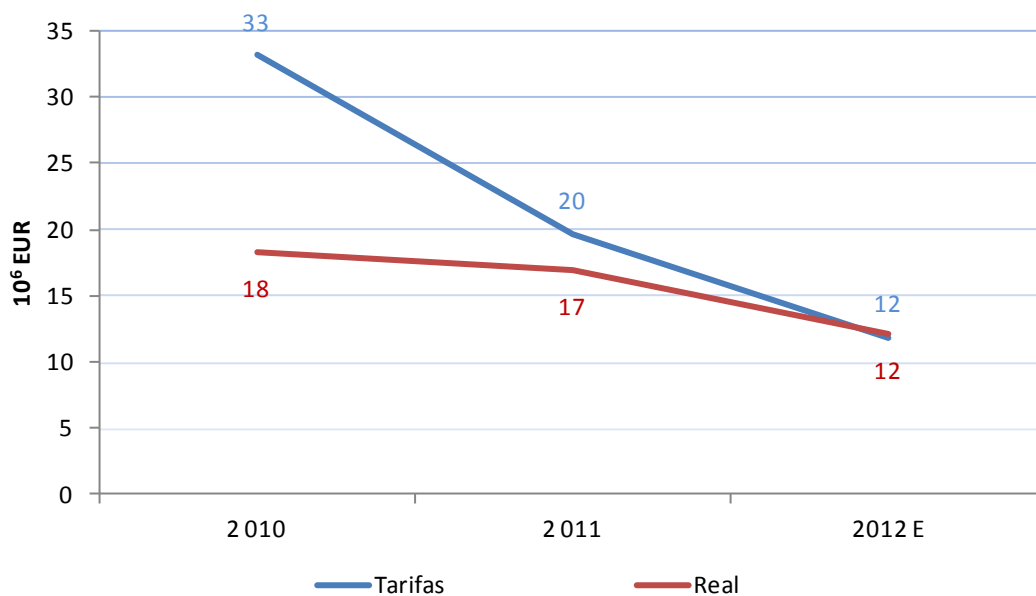


Da análise às figuras acima, verificamos um comportamento diferenciado consoante o indutor. Este facto decorre em parte pela diminuição da energia distribuída, bem evidente em 2011, onde o custo unitário por energia distribuída (€/m<sup>3</sup>) real foi superior ao OPEX aceite, como resultado da diminuição das quantidades reais em 11% face ao ano anterior.

#### INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

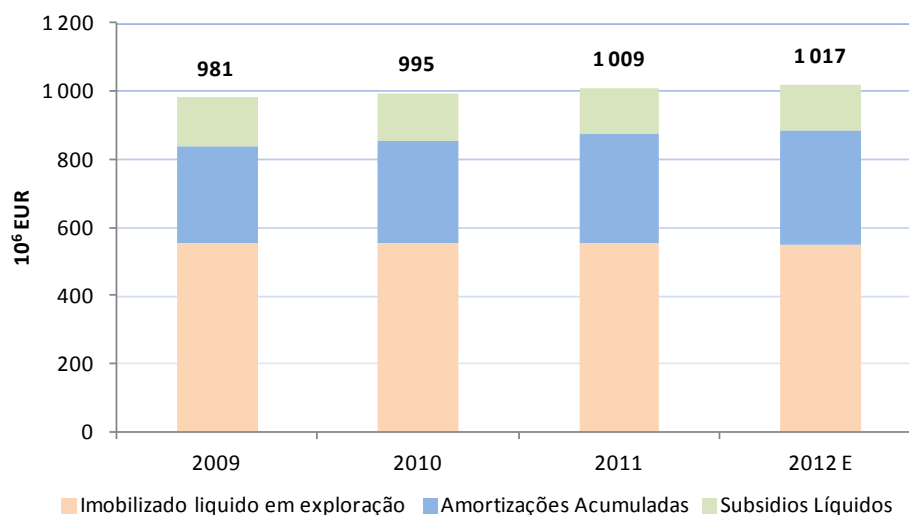
A figura seguinte mostra a evolução do imobilizado em exploração, sendo de referir que o valor previsto em tarifas é sempre superior ao valor ocorrido, situação que se inverte em 2012.

Figura 4-10 – Evolução do imobilizado em exploração



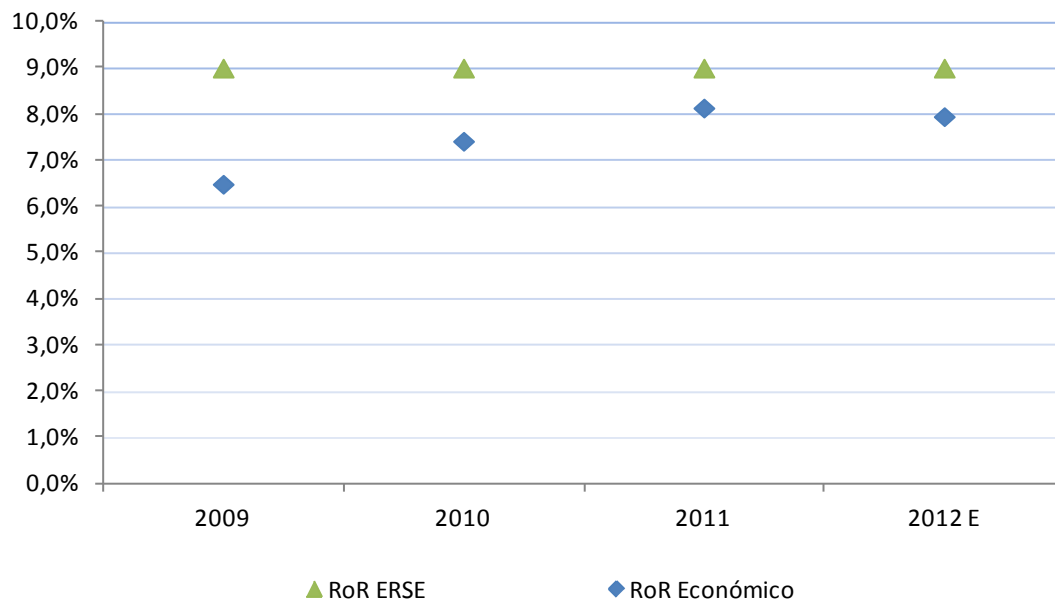
A Lisboagás, empresa mais madura em termos de operação da sua atividade quando comparada com as restantes empresas, apresenta um crescimento médio anual do imobilizado líquido em exploração negativo, o que indica que o nível de investimento foi inferior às amortizações anuais verificadas, situação visível na Figura 4-11.

Figura 4-11 – Evolução do ativo real



**REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB**

Tal como no conjunto dos ORD, no caso da LisboaGás, verifica-se igualmente, uma aproximação da taxa de remuneração da empresa com a taxa definida pela ERSE.

**Figura 4-12 – Taxa de remuneração**



4.2.2 LUSITANIAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

Figura 4-13 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes)

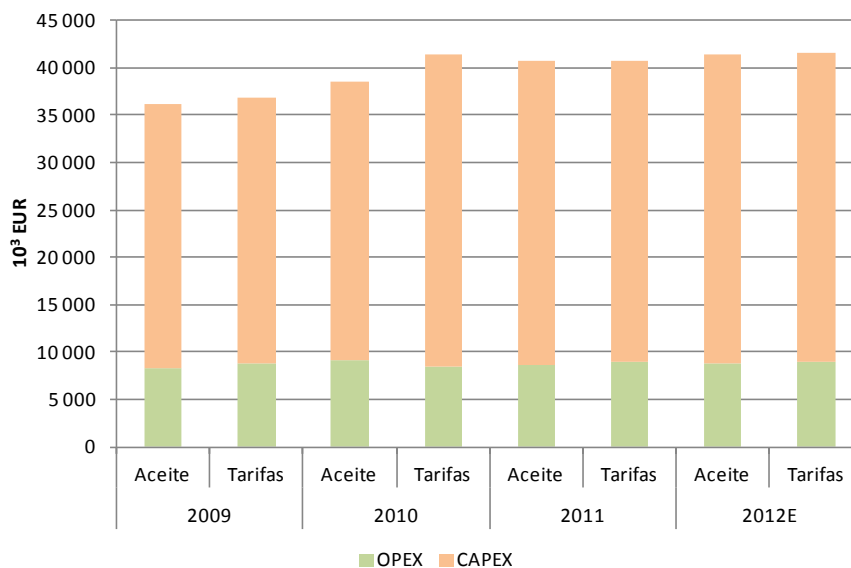
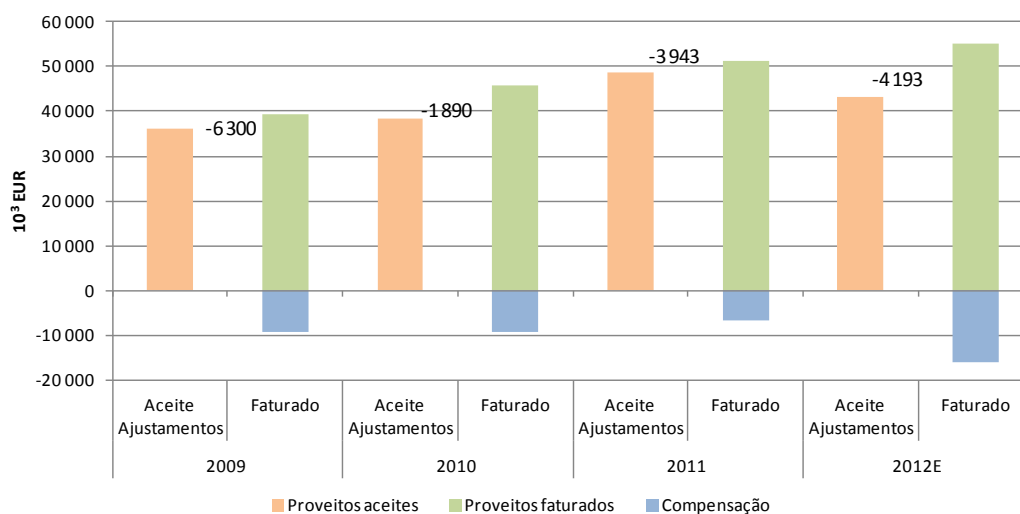


Figura 4-14 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes)

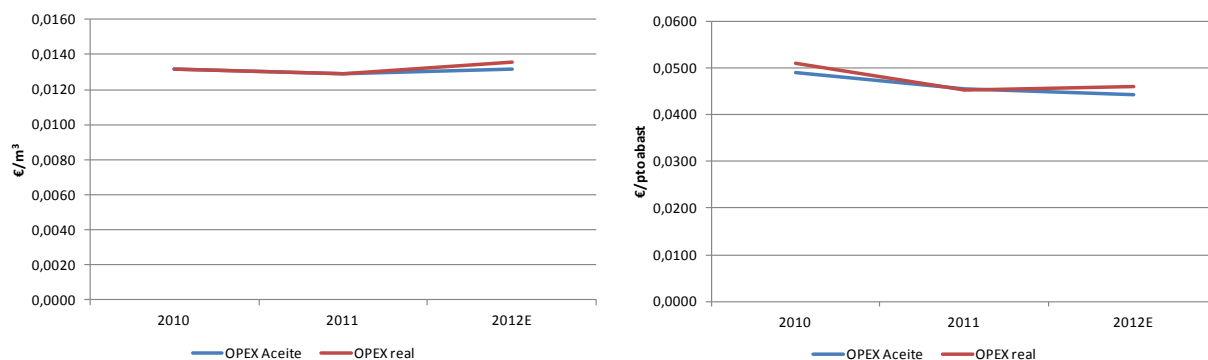


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

Verifica-se que quanto aos proveitos permitidos, os valores aceites em ajustamentos e os valores calculados em tarifas não diferem. No entanto os desvios são significativos, em grande parte devido aos pagamentos efetuados pela Lusitaniagás por via da compensação tarifária.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

**Figura 4-15 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**

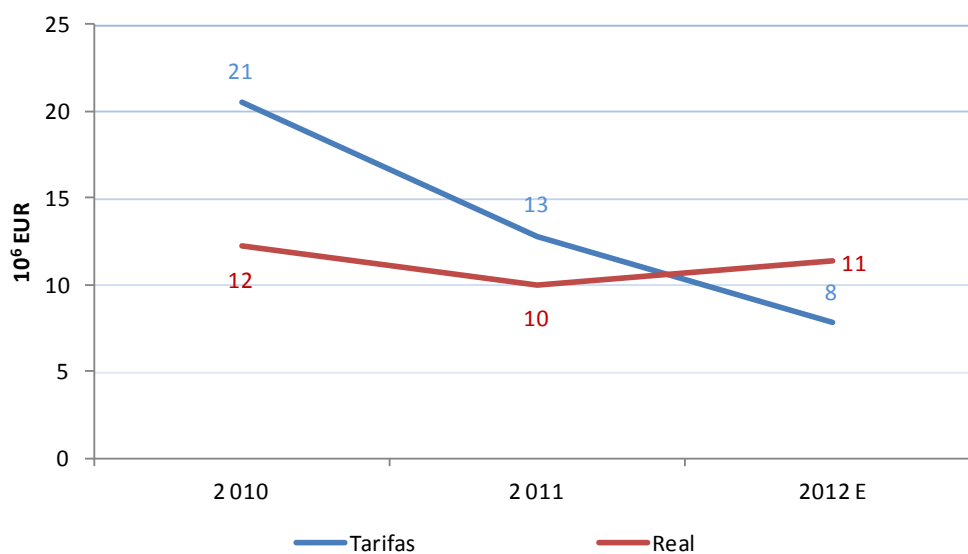


Da análise às figuras acima, constata-se que no ano de 2011 existe uma aproximação do OPEX real ao OPEX aceite e que em 2012 o OPEX real distancia-se. A esta situação não poderá ser alheio ao facto do ano de 2012 ser um ano com dados estimados.

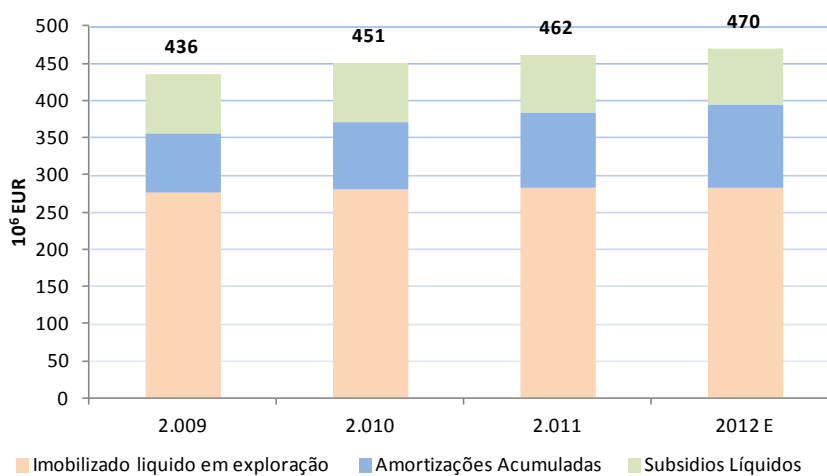
#### INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

As figuras abaixo mostram a tendência já evidenciada nas análises anteriores: a partir de 2012 o imobilizado entrado em exploração estimado em tarifas é inferior ao real e o ativo real aumenta por via das amortizações acumuladas.

**Figura 4-16 – Evolução do imobilizado em exploração**



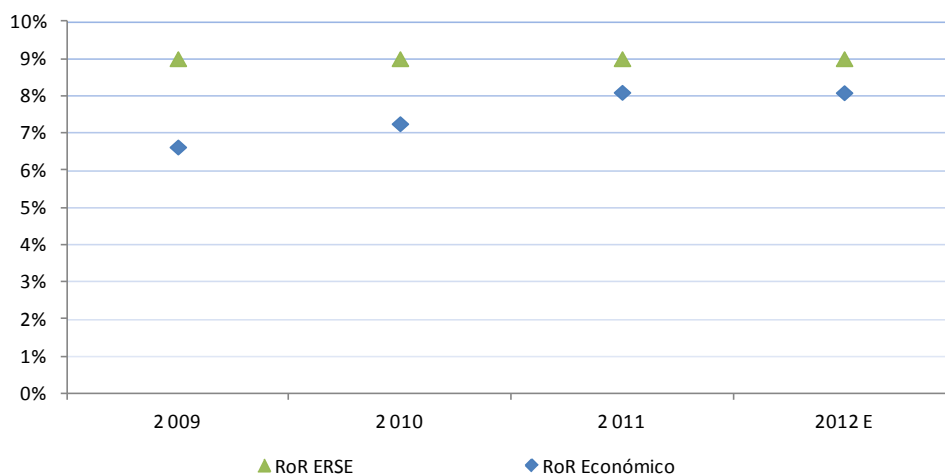
**Figura 4-17 – Evolução do ativo real**



### REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

A figura abaixo apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas e as definidas pela ERSE, sendo de concluir que tem havido uma aproximação entre as duas taxas.

Figura 4-18 – Evolução da taxa de remuneração



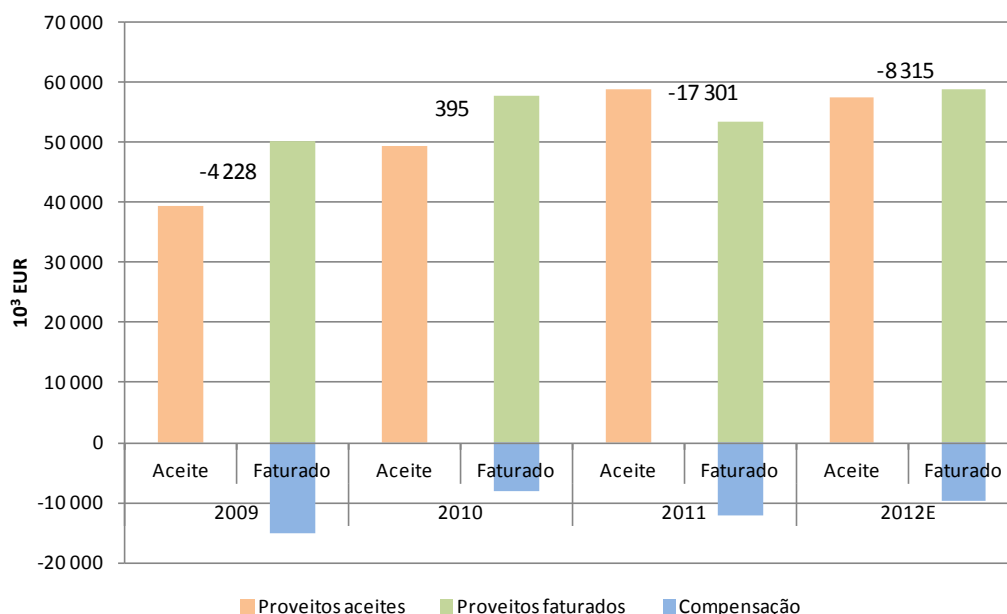
### 4.2.3 PORTGÁS

#### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

Figura 4-19 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes)



**Figura 4-20 – Apuramento dos desvios da atividade  
(preços correntes)**

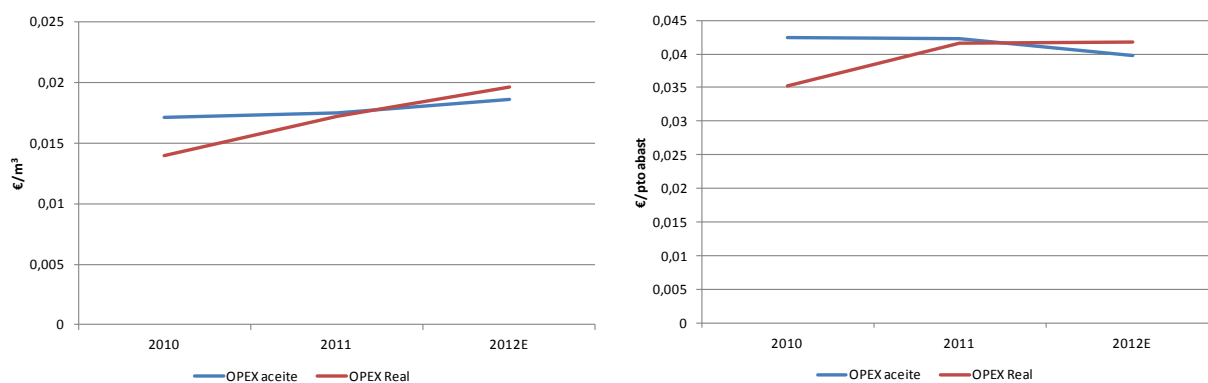


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

Podemos constatar que, à exceção de 2010, nos restantes anos analisados os valores aceites são superiores aos valores aceites para tarifas em virtude de um aumento do CAPEX (o OPEX mantém-se estável). Esse facto associado ao valor pago por via de compensação tarifária resulta em ajustamentos a recuperar pela empresa de valor significativo.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

**Figura 4-21 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**

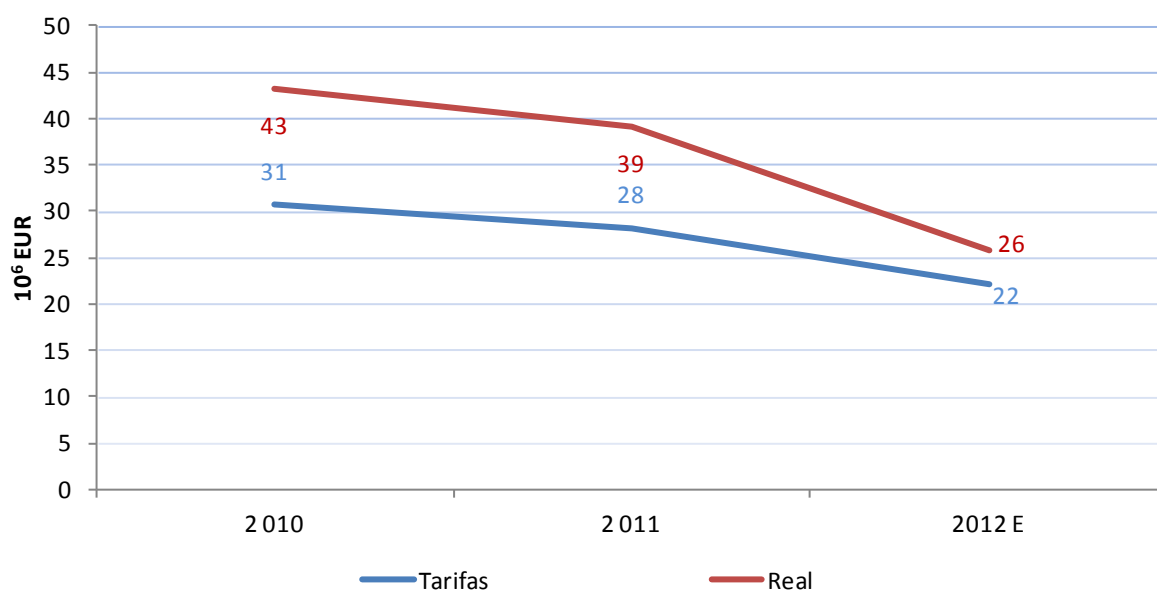


A base de custos definida pelo regulador mantêm-se estável no período em análise, havendo em 2011 e 2012 um esforço da empresa em atingir as metas de eficiência impostas.

#### INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

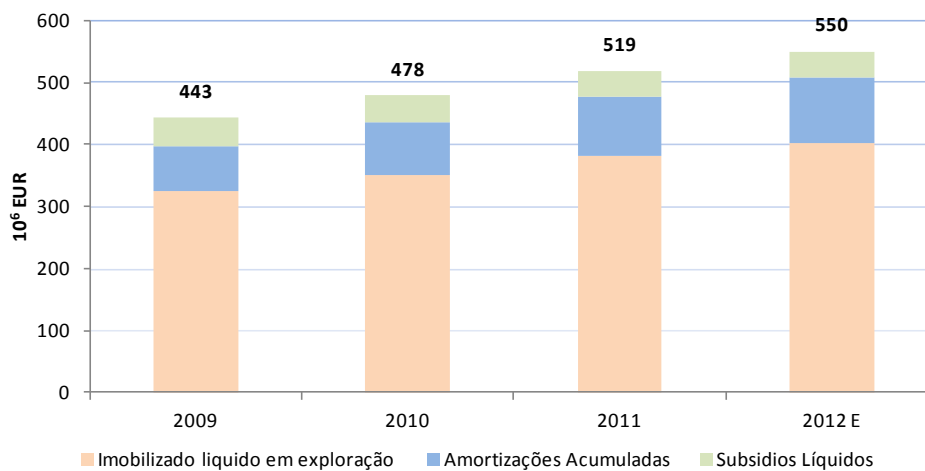
Ao contrário do observado nas empresas já analisadas, a Portgás apresenta sempre um valor real de imobilizado entrado em exploração superior aos valores previstos em tarifas, observando-se, no entanto, um decréscimo dos valores ao longo do período.

Figura 4-22 – Evolução do imobilizado em exploração



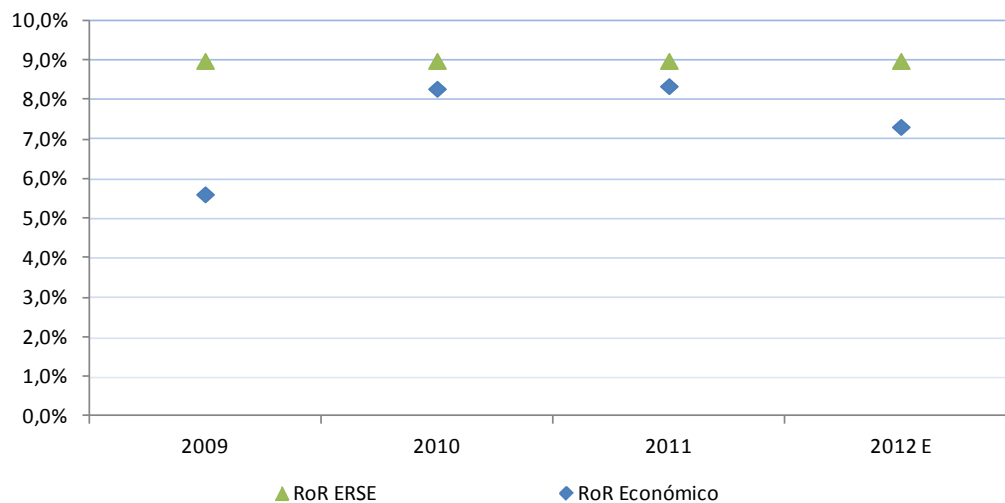
Apesar do investimento reduzir, verifica-se um aumento do imobilizado líquido em exploração por o investimento ser superior ao aumento das amortizações.

Figura 4-23 – Evolução do ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

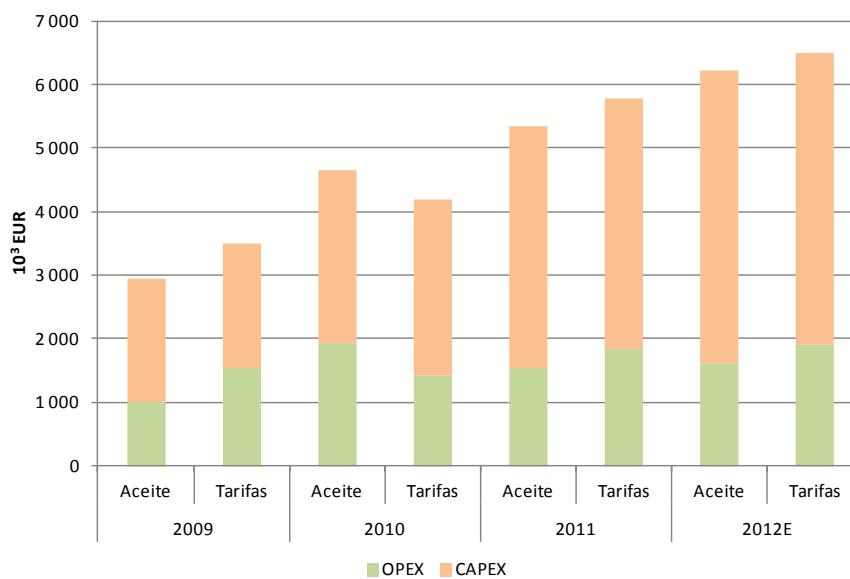
Figura 4-24 – Evolução da taxa de remuneração



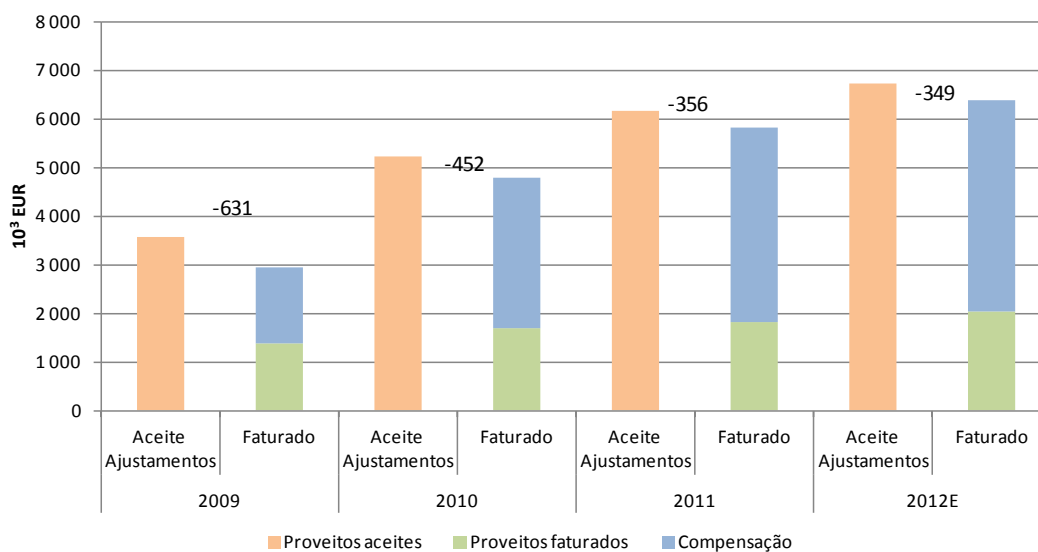
#### 4.2.4 SONORGÁS

##### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

**Figura 4-25 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes)**



**Figura 4-26 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes)**



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

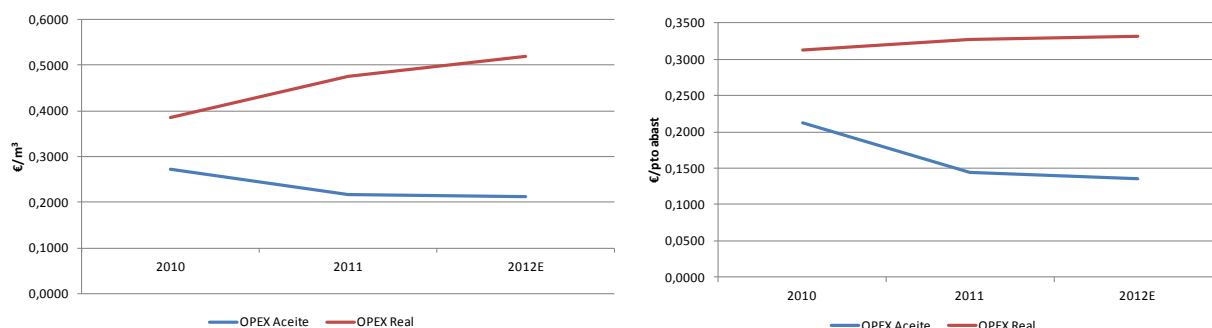


No que se refere à Sonorgás, verifica-se uma evolução dos proveitos em linha com a evolução da atividade. De referir que esta é uma empresa ainda recente com índices de crescimento elevados.

Com exceção do ano de 2010, denota-se que os valores aceites em ajustamento são inferiores aos valores de tarifas. Os ajustamentos têm um impacto reduzido, em grande parte devido à compensação tarifária recebida por parte de outros operadores de rede de distribuição.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

**Figura 4-27 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**



A base de custos real da Sonorgás afasta-se significativamente da base de custos aceite, o que resulta do facto da repartição de custos entre a atividade de distribuição e de comercialização enviada para definição de parâmetros no período de regulação anterior não refletir a verdadeira estrutura de custos da empresa. O reverso desta situação é observado na análise de desempenho do comercializador de último recurso, em que os custos unitários são significativamente superiores aos reais.

De salientar que na informação recebida para a atual definição de parâmetros para o novo período de regulação a estrutura de custos já se encontra aderente à realidade da empresa.

## INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 4-28 – Evolução do imobilizado em exploração

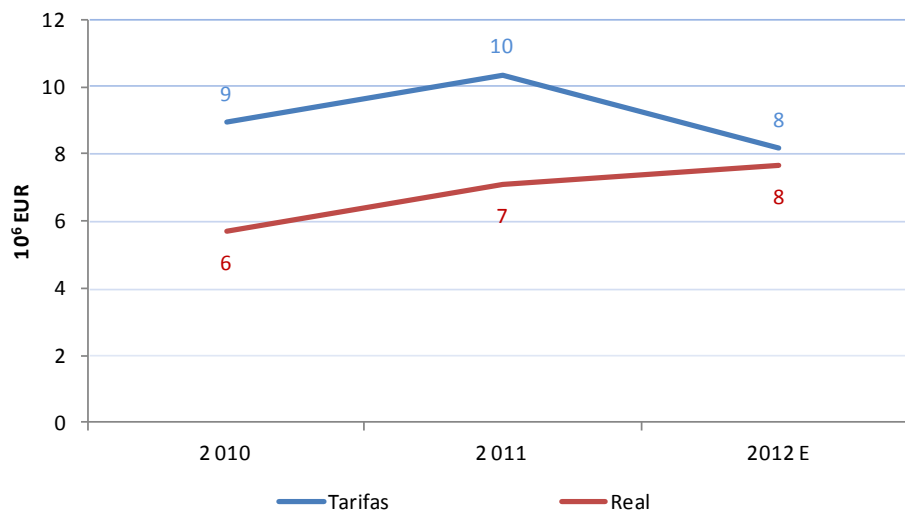
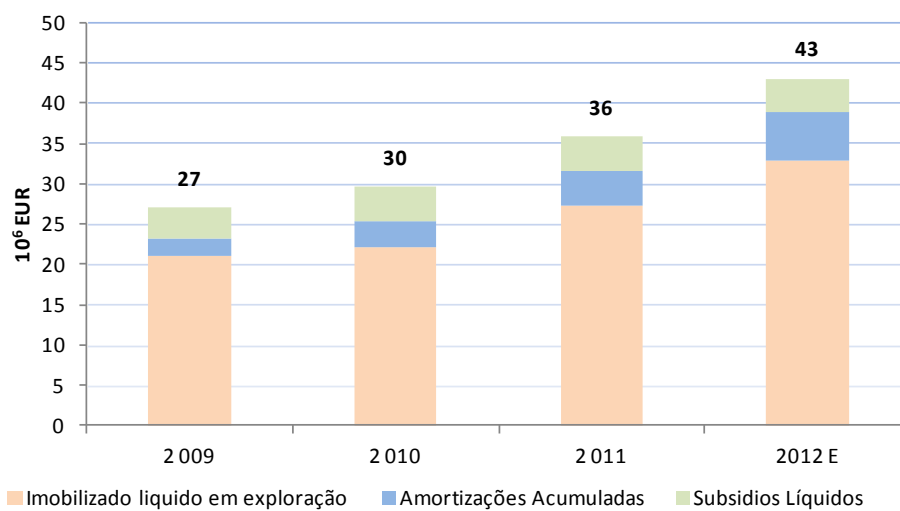


Figura 4-29 – Evolução do ativo real

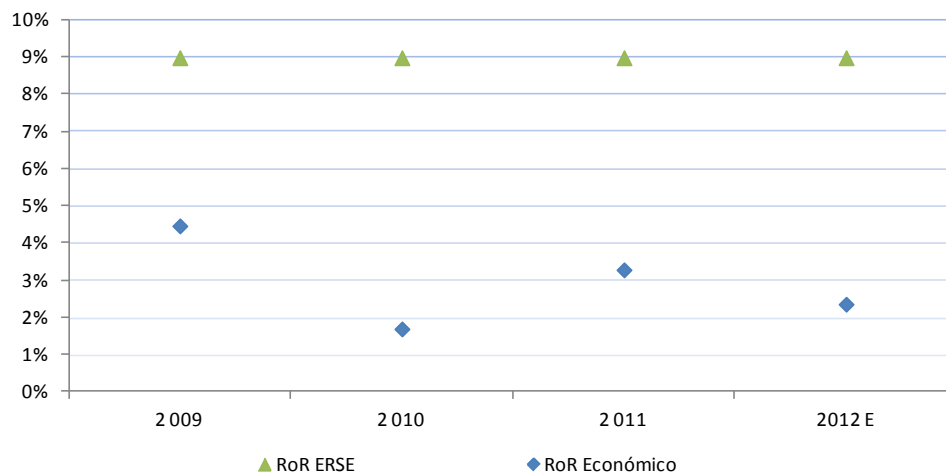


Pela análise das figuras anteriores, é possível constatar o nível de desenvolvimento em que esta empresa ainda se encontra, o que justifica a evolução positiva ao nível dos investimentos.

No entanto, também se verifica que a empresa tem feito previsões muito ambiciosas quanto aos investimentos previstos realizar. Esta situação está a ser monitorizada pelo regulador.

## REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura 4-30 – Evolução da taxa de remuneração

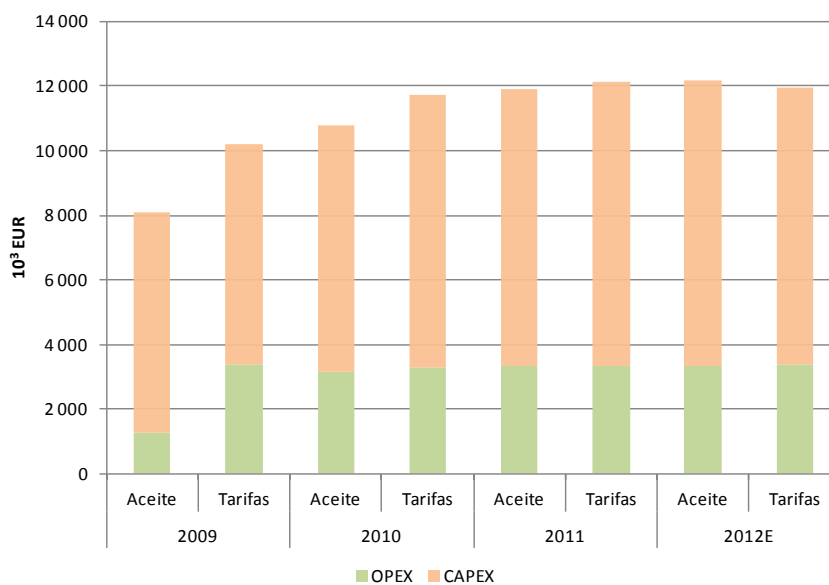


Ao contrário da tendência observada nas empresas analisadas, a Sonorgás apresenta uma taxa de remuneração muito inferior á definida pelo regulador. Este facto decorre das diferenças existentes entre as bases de custos reais e aceites, como já explicado no ponto Evolução do OPEX por Indutor de Custo.

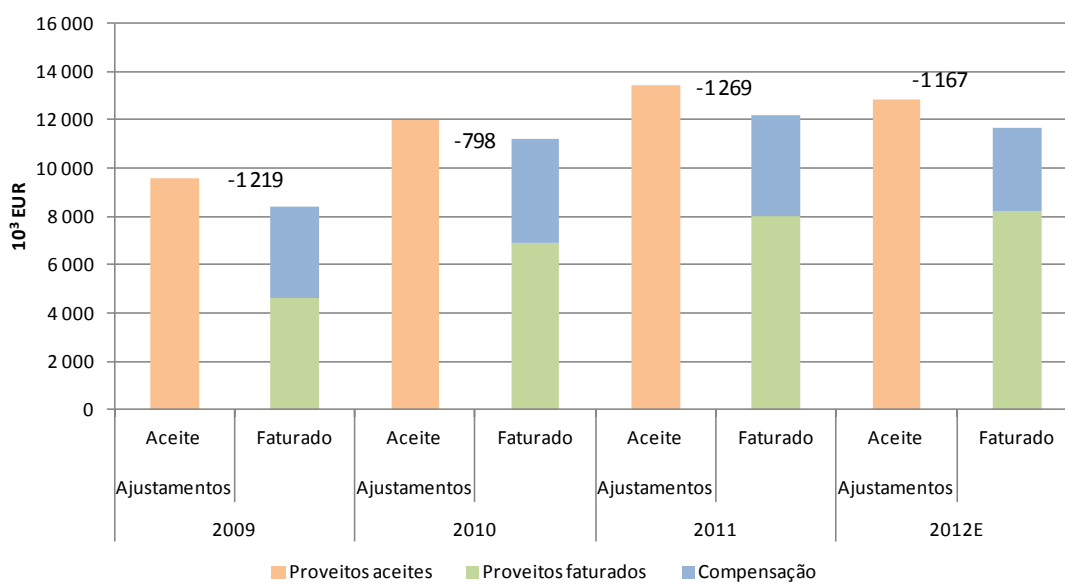
4.2.5 TAGUSGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

**Figura 4-31 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes)**



**Figura 4-32 – Apuramento dos desvios da atividade (preços correntes)**

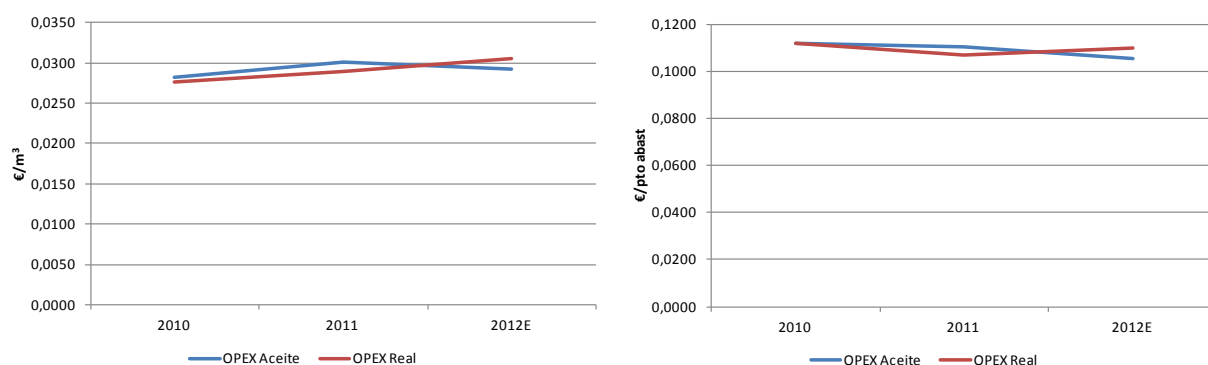


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Pelas figuras acima expostas, verifica-se que a Tagusgás tem apresentado nos últimos anos uma estabilização ao nível dos custos considerado em tarifas e aceites em ajustamento. Esta situação reflete-se ao nível dos desvios verificados, cujos valores não são muito significativos. De salientar que, como em outras empresas já analisadas, a compensação tarifária tem um grande impacte ao nível do cálculo dos desvios.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

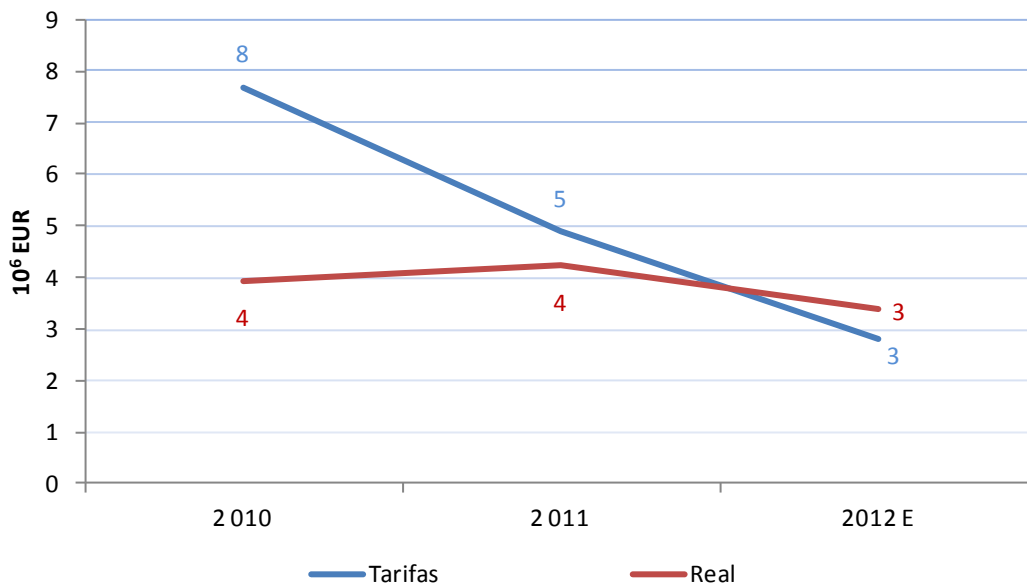
**Figura 4-33 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**



Com exceção do ano 2012, que como já referido é um ano estimado, a base de custos real e a base de custos aceite apresenta a mesma tendência, embora os valores reais sejam sempre inferiores. Esta situação pode resultar da dificuldade que a empresa tem em atingir as metas de eficiência impostas pelo regulador, o que será avaliado na definição dos parâmetros para o novo período de regulação.

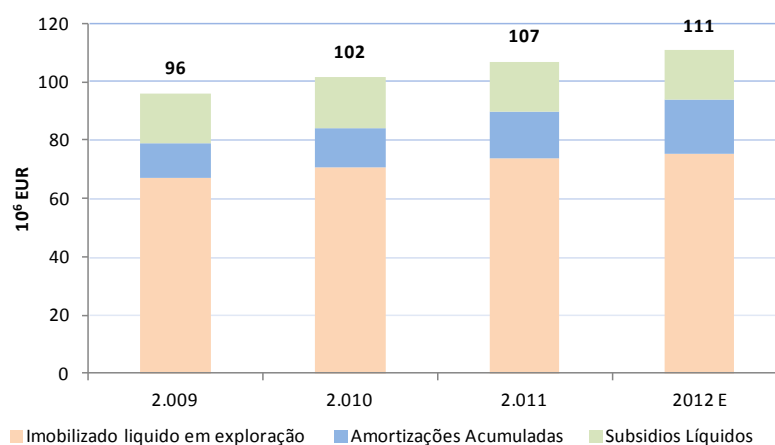
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 4-34 – Evolução do imobilizado em exploração



A evolução do imobilizado em exploração apresenta a tendência já identificada noutras empresas, ou seja, previsões enviadas para cálculo de tarifas muito superiores ao investimento efetivamente realizado.

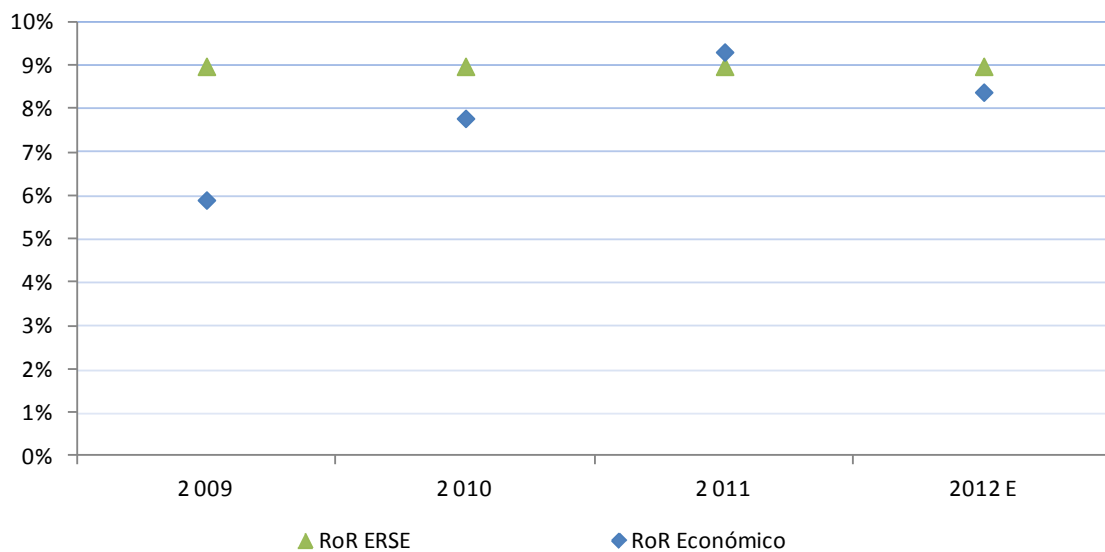
Figura 4-35 – Evolução do ativo real



Ao nível do imobilizado líquido em exploração, a Tagusgás apresenta uma taxa de crescimento média anual positiva, o que demonstra o facto de ser uma empresa mais recente.

**REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB**

A figura seguinte apresenta a comparação entre a taxa de remuneração definida pela ERSE e a taxa ocorrida em cada ano. À semelhança de outras empresas já analisadas, observa-se uma aproximação entre as duas taxas.

**Figura 4-36 – Evolução da taxa de remuneração**





## 5 ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

### 5.1 ANÁLISE GLOBAL

#### 5.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

Neste primeiro ponto, pretende-se, por um lado, comparar os custos considerados em tarifas com os custos reais aceites<sup>20</sup> e, por outro, os proveitos faturados com a aplicação das tarifas com os proveitos considerados em ajustamento<sup>21</sup>, avaliando assim o desvio de desempenho e o desvio de faturação, respetivamente.

Importa também salientar que não existe uma relação direta entre as receitas definidas para as tarifas para um determinado ano e as receitas obtidas nesse ano. Este facto decorre das primeiras se basearem em pressupostos quanto à evolução da atividade que, posteriormente, conduzem a ajustamentos dos proveitos.

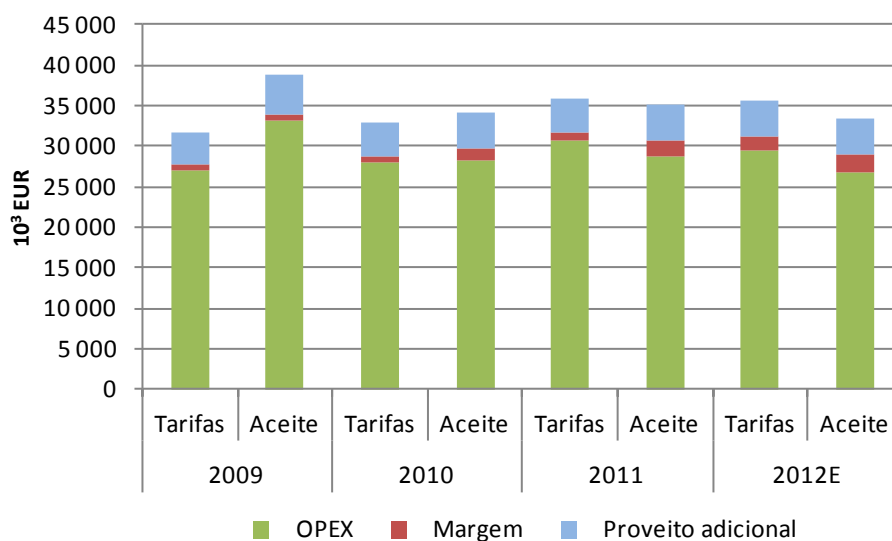
A Figura 5-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos definidos em tarifas e dos custos aceites nas suas diversas componentes (exclui-se o efeito dos ajustamentos de anos anteriores) para o universo dos 11 comercializadores de último recurso retalhistas.

---

<sup>20</sup> Custos reais considerados no cálculo final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito.

<sup>21</sup> Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, que inclui os custos reais aceites do ano e os ajustamentos dos anos anteriores.

**Figura 5-1 – Evolução dos proveitos permitidos  
(preços correntes)**

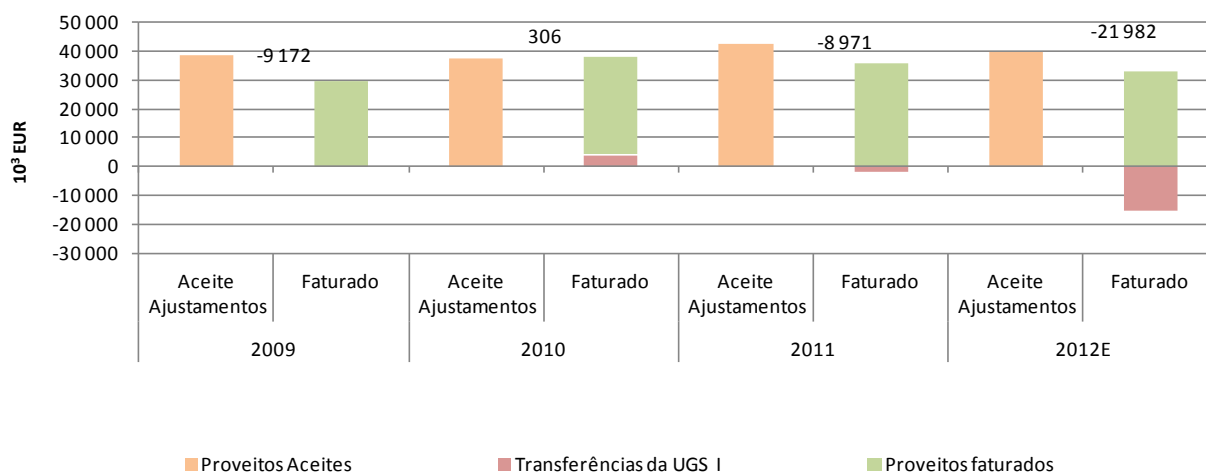


Pela análise da figura, verifica-se que em termos globais os proveitos permitidos não têm oscilado muito ao longo do tempo, estabilidade essa bem presente a partir de 2010, ano em que se iniciou a aplicação da metodologia do tipo *price cap*. Em termos de desvios de custos, não existem desvios significativos, com exceção do ano de 2009 onde o OPEX aceite é superior ao previsto para tarifas, em virtude da definição de um custo unitário de referência aquando do cálculo de tarifas.

No entanto, quando comparamos os proveitos faturados com os proveitos aceites em ajustamentos (inclui o efeito dos ajustamentos de anos anteriores), presente na Figura 5-2, verifica-se a existência de desvios significativos, que resultam em grande parte de desvios de faturação. Para além do desvio de faturação, em 2012, as transferências da UGS I<sup>22</sup> são responsáveis pelo aumento do desvio tarifário.

<sup>22</sup> As transferências da UGS I resultam da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização e os proveitos permitidos da função de comercialização. Esta situação decorre da necessidade de garantir a sustentabilidade económica numa situação de extinção de tarifas.

**Figura 5-2 – Apuramento dos desvios da atividade <sup>23</sup>  
(preços correntes)**



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

### 5.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

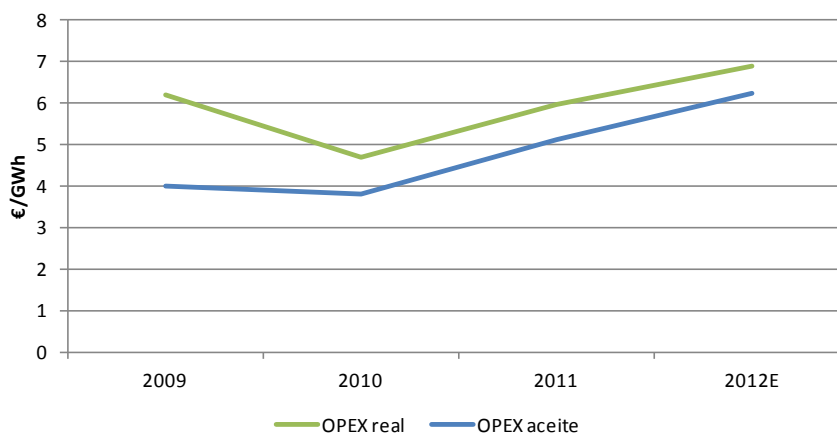
O OPEX aceite corresponde aos custos reais aceites no cálculo do ajustamento e o OPEX real corresponde aos custos reais das empresas. Recorde-se que numa regulação por incentivos do tipo *price cap* não existe equivalência entre os custos reais e os custos aceites com aplicação desta metodologia, que entre outras características tem subjacente metas de eficiência.

As figuras seguintes apresentam a evolução dos custos unitários por energia e por cliente, sendo possível concluir que os custos reais têm seguido a tendência dos custos aceites pelo regulador, estando, no entanto, sempre abaixo da base de custos aceite. A diferença entre as duas séries de custos decorrerá da base de custos inicial.

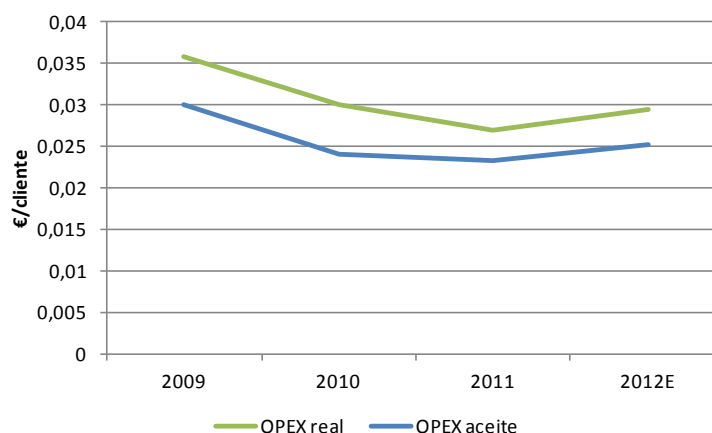
Estamos, assim, perante uma atividade onde a avaliação das metas de eficiência e da base de custos é crucial, ainda mais num contexto de diminuição de atividade decorrente da extinção de tarifas.

<sup>23</sup> Nesta análise não aparece o valor das compensações tarifárias, pois o saldo desta rubrica no conjunto dos 11 CUR anula este valor. Estes valores serão visíveis aquando da análise por empresa.

**Figura 5-3 – Custos unitários por energia faturada  
(preços constantes 2012)**



**Figura 5-4 – Custos unitários por cliente  
(preços constantes 2012)**



Conforme se pode observar, em termos gerais o OPEX unitário por cliente tem registado um decréscimo/estabilização no período de 2009 a 2012, comportamento contrário ao registado pelo OPEX unitário por energia, que tem evidenciado um crescimento no mesmo período.

Com a introdução de metas de eficiência, em 2010, observa-se, para a generalidade das empresas analisadas, uma aproximação dos custos reais aos custos aceites no ano de 2011, comportamento que tendencialmente se inverte no ano de 2012.

No entanto, pela análise efetuada e pela análise individual por empresa apresentada abaixo é de concluir que (i) tanto a dimensão das empresas, (ii) como o facto de pertencerem ao mesmo Grupo, são fatores alheios à performance demonstrada pelas empresas de comercialização de gás natural.

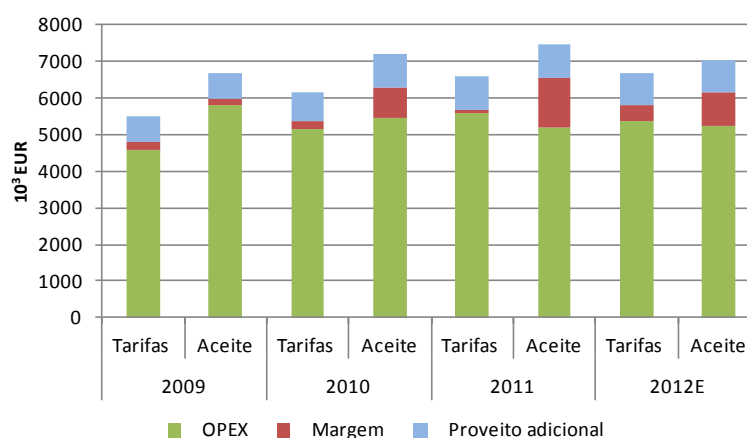
## 5.2 ANÁLISE POR EMPRESA

De seguida apresentam-se alguns indicadores de desempenho dos quatro operadores seleccionados: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Sonorgás e Tagusgás.

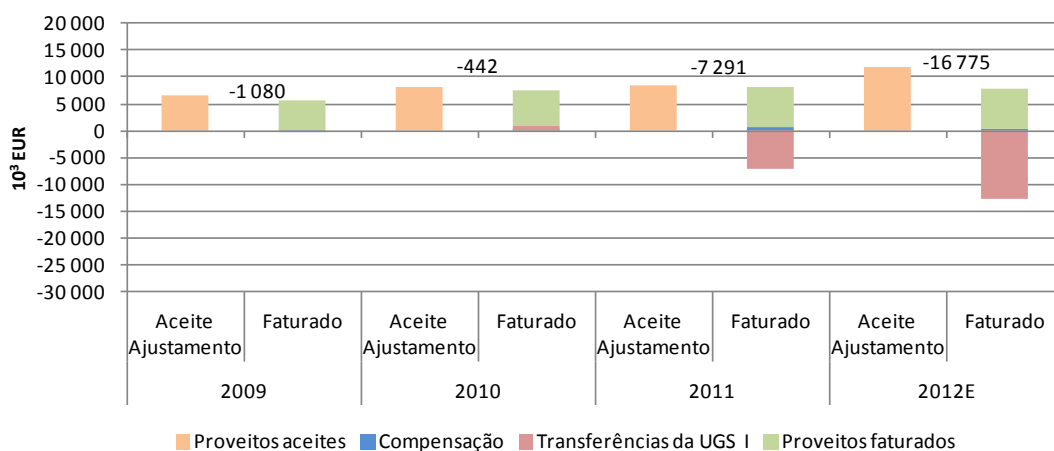
### 5.2.1 EDP GÁS SU

#### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

**Figura 5-5 – Evolução dos proveitos permitidos  
(preços correntes)**



**Figura 5-6 – Apuramentos dos desvios da atividade  
(preços correntes)**



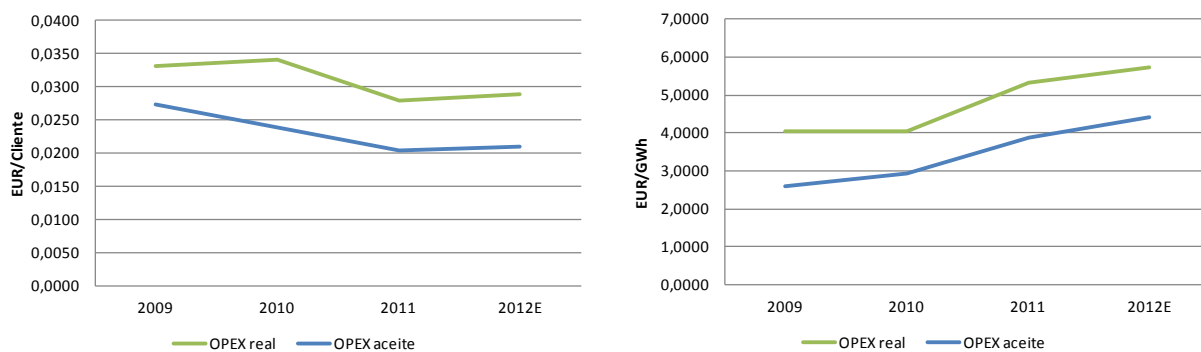
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

Em termos de estrutura de proveitos, é de destacar o ano de 2010 e 2011, nos quais a margem assume maior peso em virtude da alteração dos prazos médios de recebimento e pagamento.

Em relação aos desvios, a EDP Gás nos 3 anos reais e auditados apresentou sempre desvios de custos a favor da empresa, o que se traduz em desvios totais também a favor da empresa. No entanto, é necessário destacar que em 2011 e 2012 os desvios são principalmente justificados pelas transferências da UGS I. Ou seja, a EDP Gás nesses anos, em virtude dos fluxos financeiros decorrentes das transferências da UGS I, teve de pagar valores superiores aos estimados, o que em sede de ajustamento se traduziu em valores a receber.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

Figura 5-7 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)

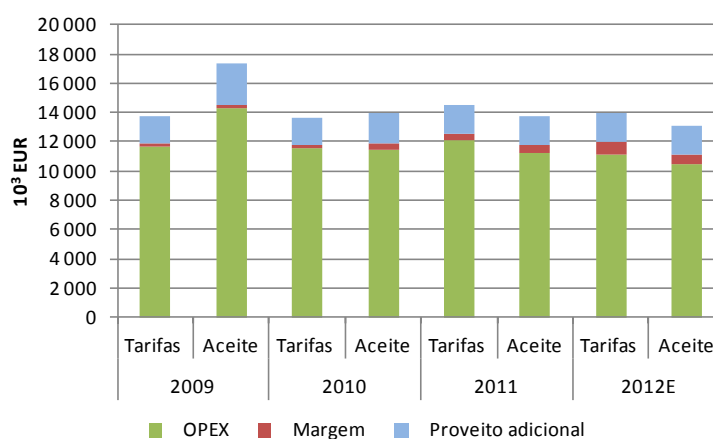


Na generalidade dos anos analisados observa-se um distanciamento entre os valores reais de OPEX e os valores aceites. Esta situação é avaliada na definição de parâmetros para o novo período de regulação.

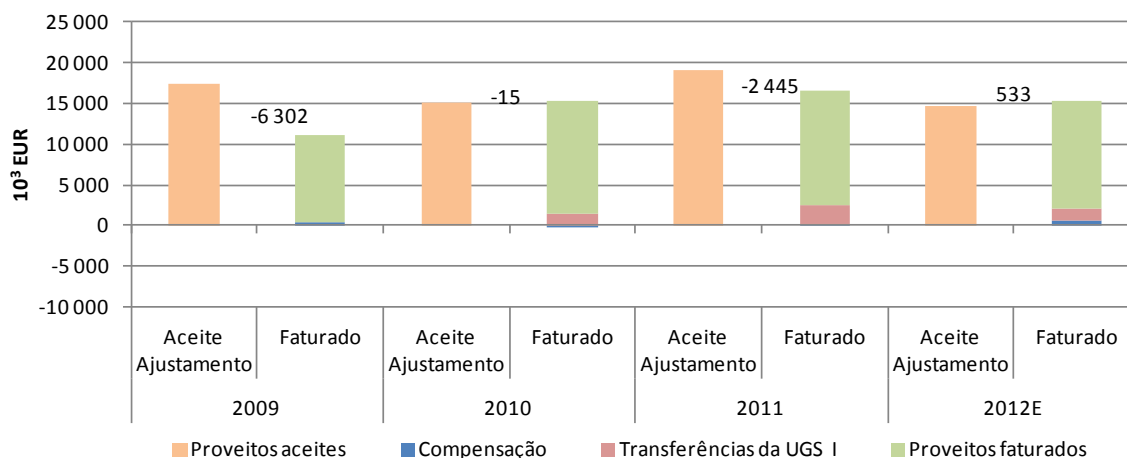
5.2.2 LISBOAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

Figura 5-8 – Evolução dos proveitos permitidos  
(preços correntes)



**Figura 5-9 – Apuramentos dos desvios da atividade  
(preços correntes)**

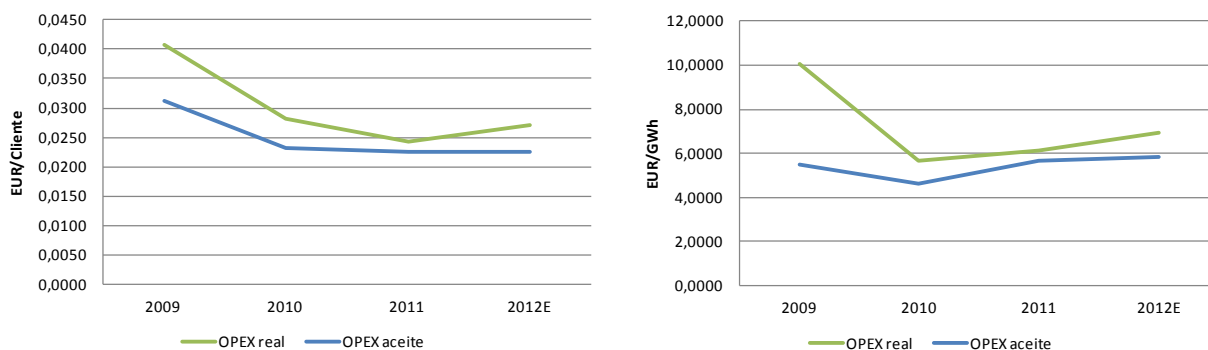


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

No caso da LisboaGás, apenas o ano de 2009 apresenta desvios significativos entre os custos previstos e os custos aceites. Em termos de desvios totais, é de salientar o ano de 2009 onde se verifica um desvio significativo resultante da conjugação de dois fatores: desvios de custos e desvios de faturação. Em 2011 o desvio verificado resulta na sua maioria de desvios de faturação, que foram compensados em parte pelo recebimento da UGS I.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

**Figura 5-10 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**



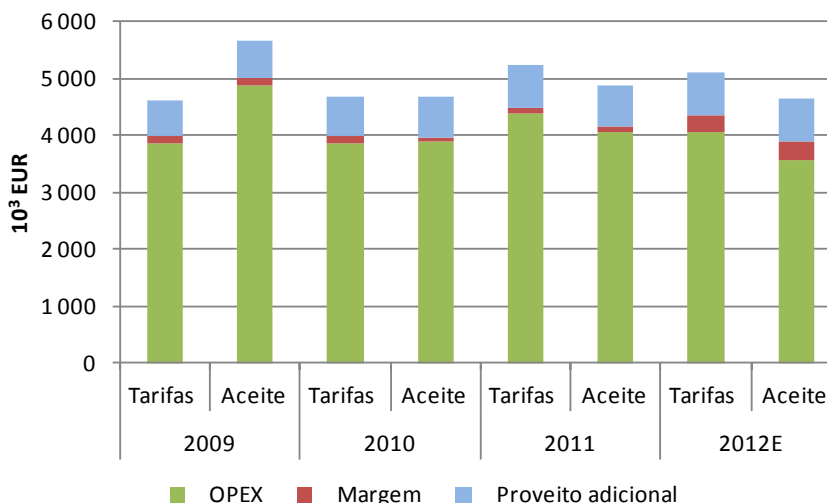
Com a introdução de metas de eficiência, observa-se uma aproximação do OPEX unitário real ao OPEX unitário aceite, o que demonstra o esforço da empresa em atingir a eficiência fixada pela ERSE.



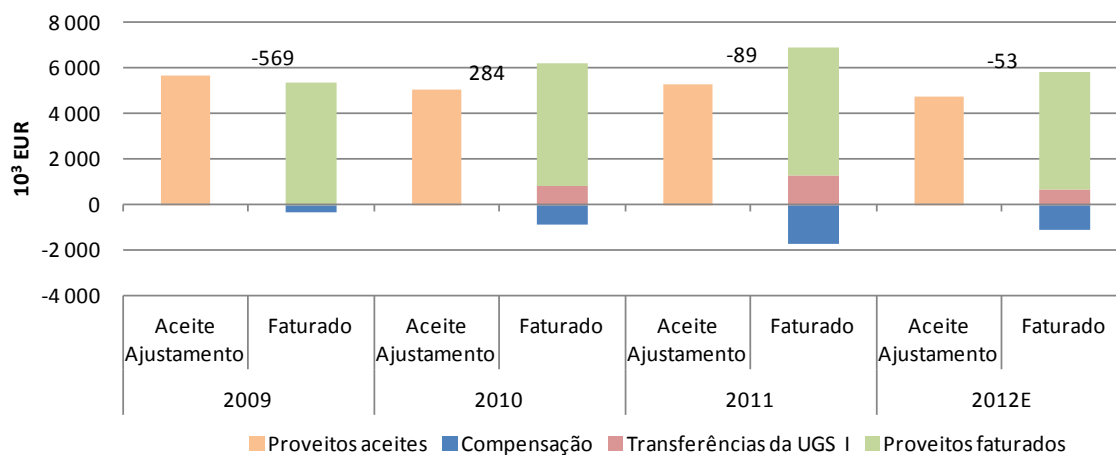
### 5.2.3 LUSITANIAGÁS

#### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

**Figura 5-11 – Evolução dos proveitos permitidos (preços correntes)**



**Figura 5-12 – Apuramentos dos desvios da atividade (preços correntes)**



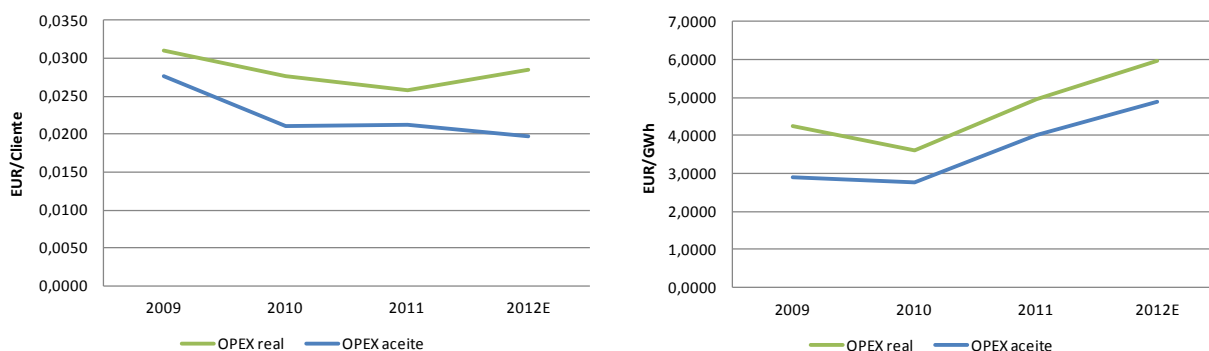
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

A Lusitaniagás apresenta, à exceção de 2009, custos aceites semelhantes aos custos definidos em tarifas, o que se traduz em desvios de custos pouco significativos. O mesmo se passa quando

analisamos a Figura 5-12, onde se observa que os desvios totais estão a ser influenciados pelas transferências da UGS I e das compensações tarifárias entre operadores.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

**Figura 5-13 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**

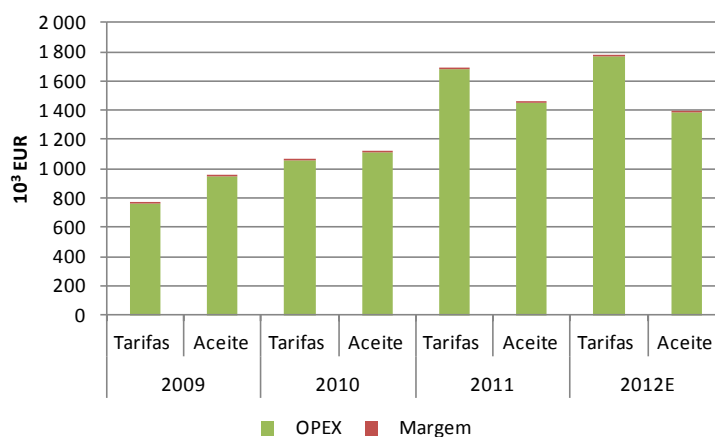


A Lusitaniagás apresenta custos unitários reais superiores aos valores aceites, verificando-se, no entanto, um acompanhamento da linha de tendência traçada pelas metas de eficiência impostas pelo regulador.

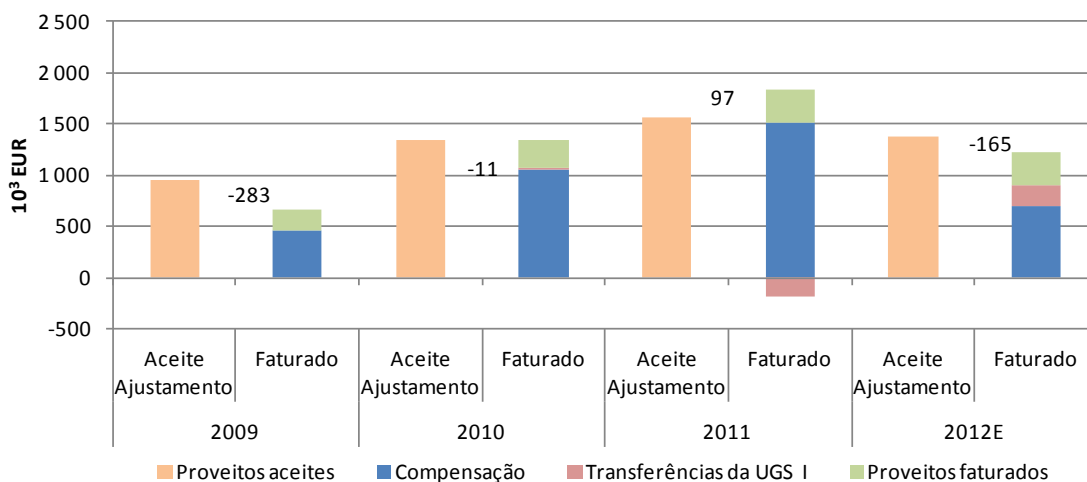
## 5.2.4 SONORGÁS

### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

**Figura 5-14 – Evolução dos proveitos permitidos  
(preços correntes)**



**Figura 5-15 – Apuramento dos desvios da atividade  
(preços correntes)**



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

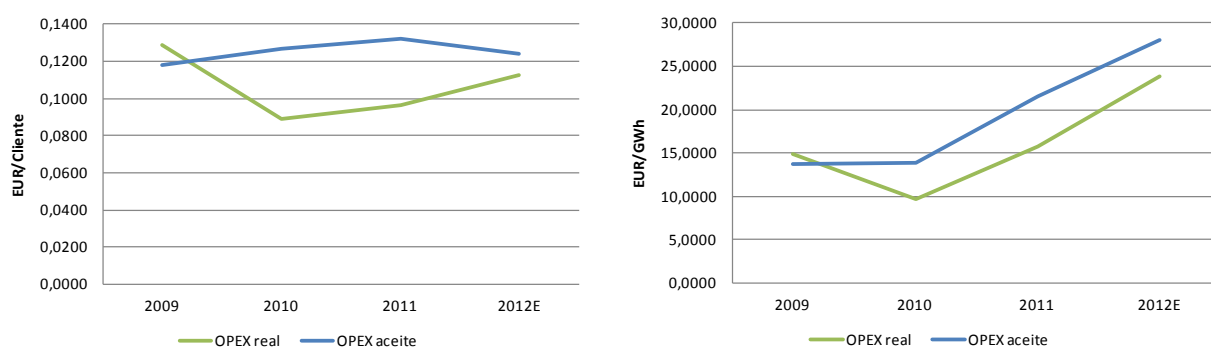
Ao contrário das empresas já analisadas, a Sonorgás é uma empresa licenciada, pelo que não apresenta na sua estrutura de custos o proveito adicional por cliente. Além disso, verifica-se uma forte oscilação no

OPEX ao longo dos anos e em 2011 e 2012 a um desvio significativo de custos a devolver ao sistema. Esta situação resulta em parte da evolução verificada nos indutores de custos (energia e clientes).

Outro aspeto a destacar é o facto da Sonorgás ter uma faturação muito mais baixa do que os valores aceites, diferença que é minimizada pelas compensações tarifárias.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

**Figura 5-16 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**



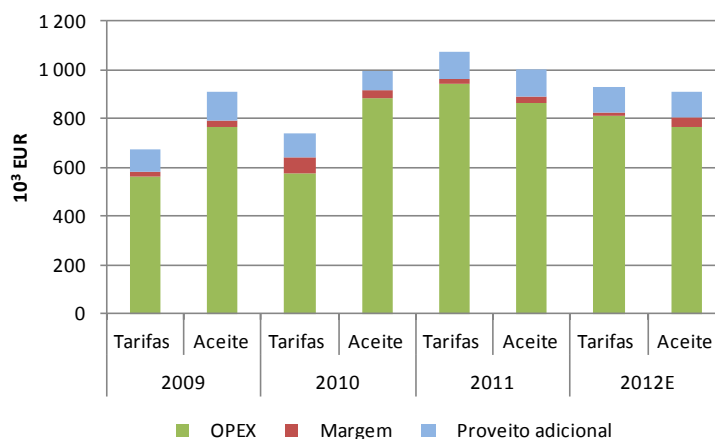
Pela Figura 5-16 é possível observar que o OPEX unitário real, tanto para o indutor clientes como para o indutor energia, tem registado valores inferiores ao OPEX unitário aceite. Esta situação é sobretudo motivada pelo facto de se ter verificado, a partir de 2010, uma transferência de custos, na ordem dos 40%, da atividade de comercialização de gás natural para a atividade de distribuição. Deste modo, a partir do ano de 2010, verifica-se que o OPEX unitário aceite é superior ao OPEX unitário real, ao contrário do que se verifica na atividade de distribuição de gás natural, conforme ilustrado anteriormente.

Aquando da definição dos parâmetros para o novo período regulatório esta situação será corrigida, procurando-se ajustar os parâmetros da Sonorgás à sua estrutura de custos.

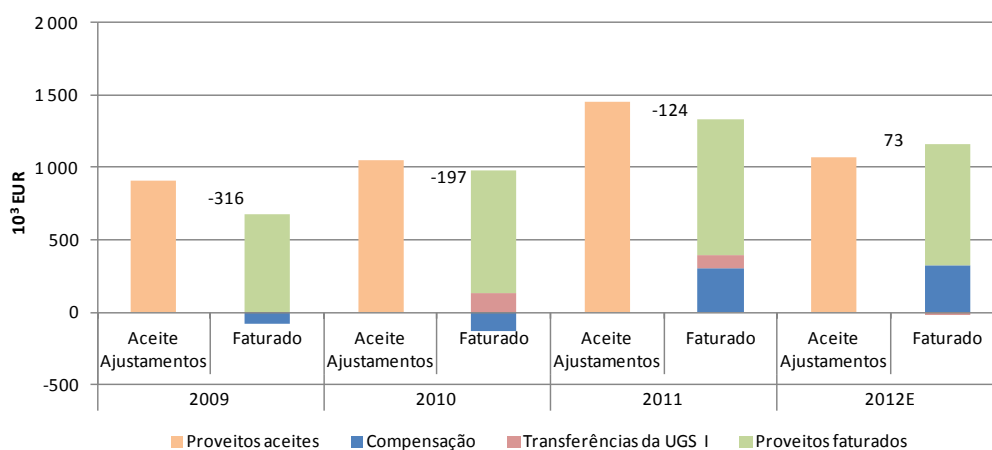
## 5.2.5 TAGUSGÁS

### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

**Figura 5-17 – Evolução dos proveitos permitidos  
(preços correntes)**



**Figura 5-18 – Apuramento dos desvios da atividade  
(preços correntes)**



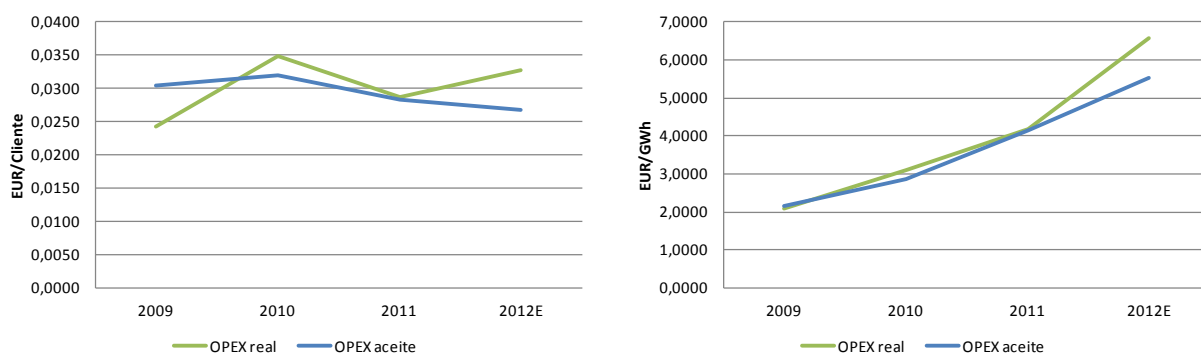
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

A Tagusgás em 2009 e 2010 apresentou proveitos permitidos aceites superiores aos definidos para tarifas, o que se traduz em desvios a receber pela empresa. Situação também evidenciada nos desvios

totais. Em 2011 e 2012 os desvios de custos são baixos face aos desvios totais, o que evidencia desvios de faturação a favor da empresa cujo efeito é reduzido por efeito das compensações tarifárias.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

**Figura 5-19 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes de 2012)**



A Tagusgás apresenta custos unitários reais muito próximos dos custos unitários aceites, mais evidente ao nível do custo por energia. Verifica-se, sobretudo em 2011, um OPEX unitário, para ambos os indutores de custo, muito próximo dos valores aceites pela ERSE.

Apesar do esforço demonstrado pela empresa, em aproximar os seus valores aos considerados eficientes, a mesma tendência não se verifica no ano de 2012, de acordo com a estimativa de valores apresentados pela empresa. No entanto, a análise deste ano deve ser feita

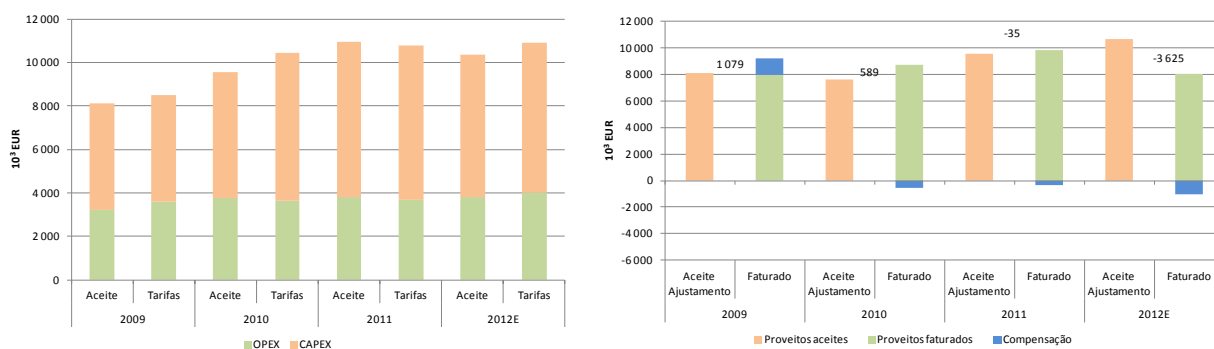
## 6 ANÁLISE DAS RESTANTES EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

### I. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

#### A. BEIRAGÁS

#### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

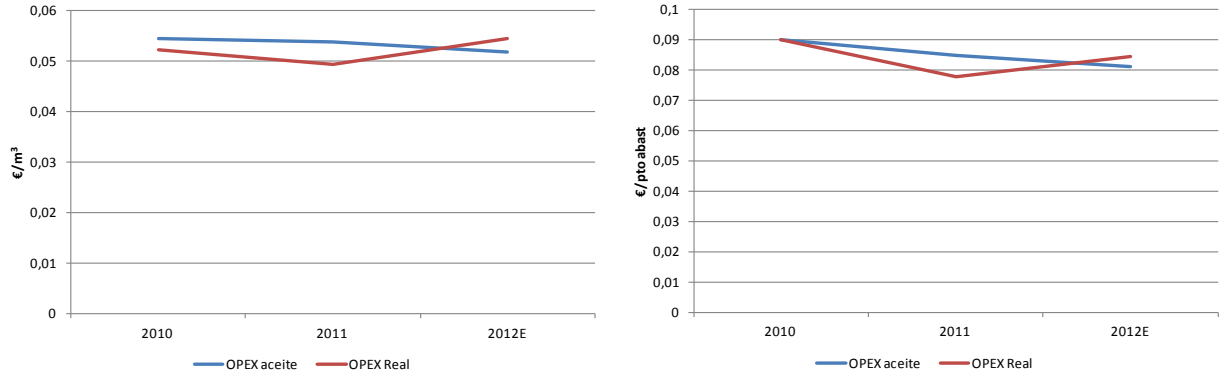
**Figura 6-1 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios  
(preços correntes)**



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

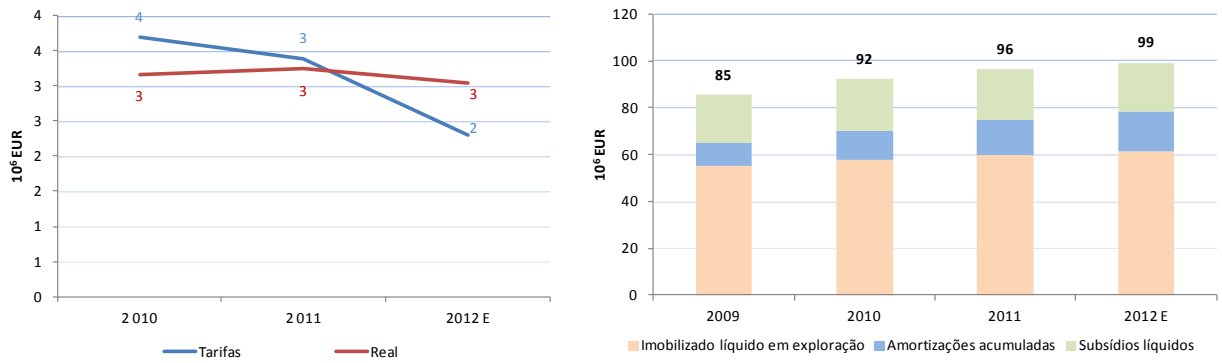
EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

Figura 6-2 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

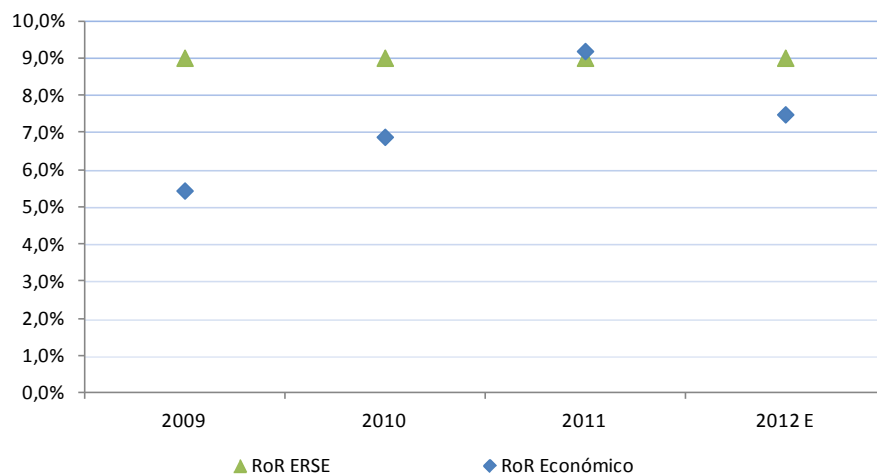
Figura 6-3 – Imobilizado em exploração e ativo real





REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

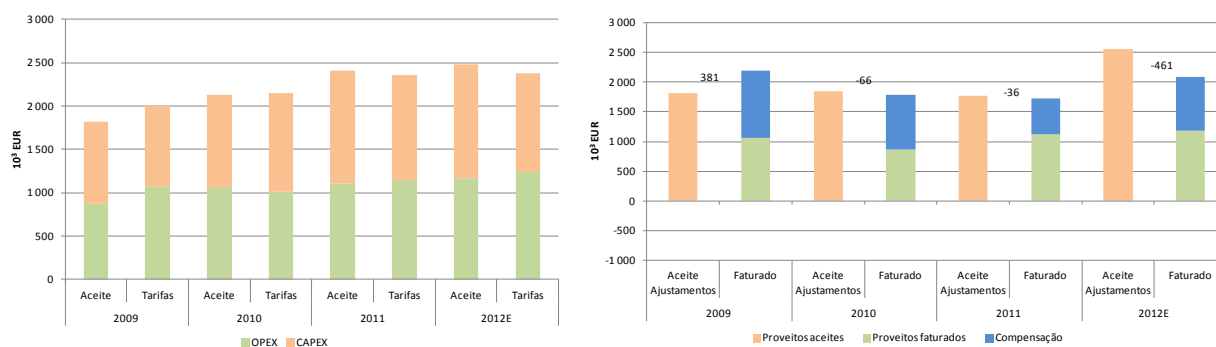
Figura 6-4 – Taxa de remuneração



B. DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

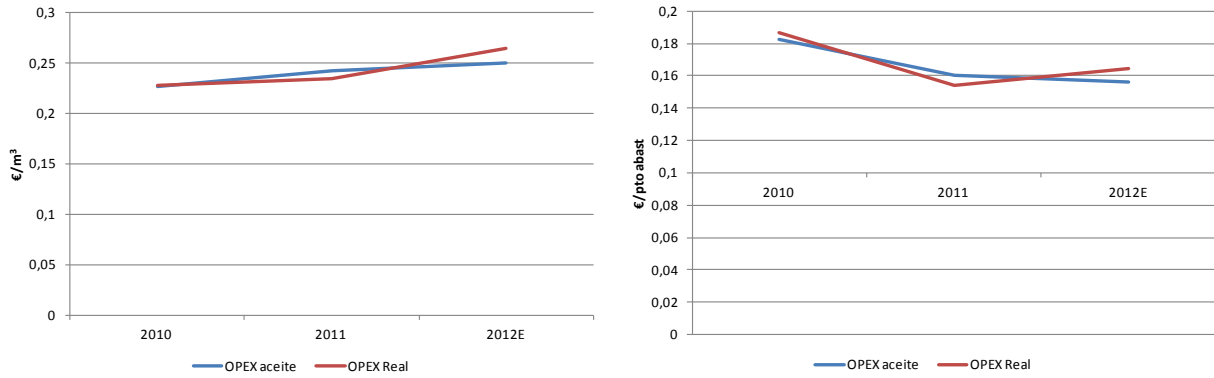
Figura 6-5 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

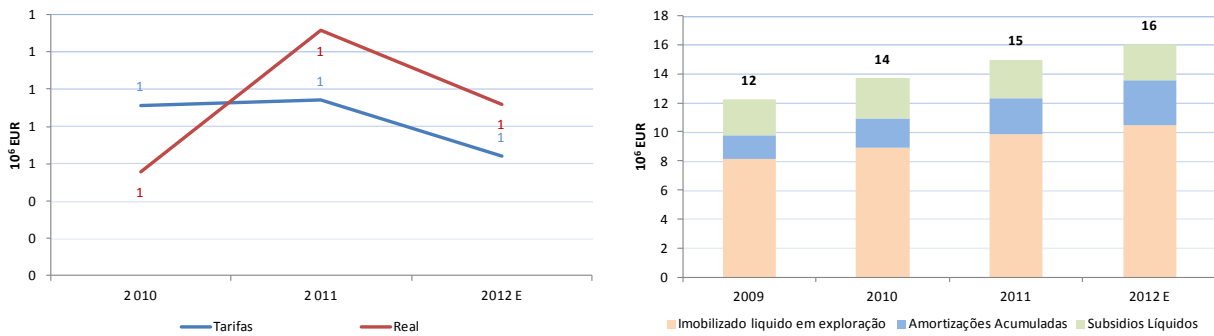
EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

Figura 6-6 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



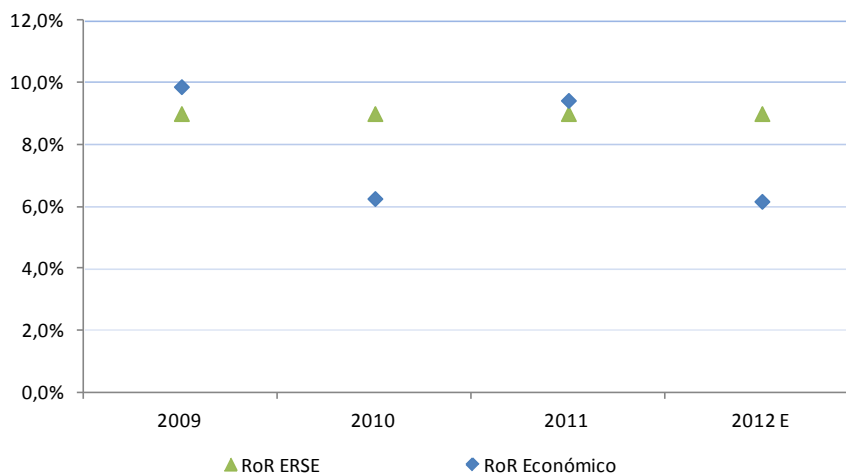
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura 6-7 – Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

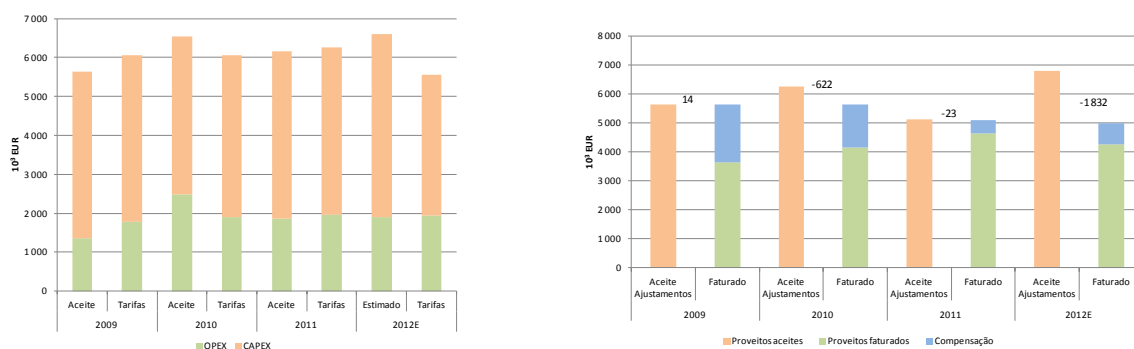
Figura 6-8 – Taxa de remuneração



C. DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

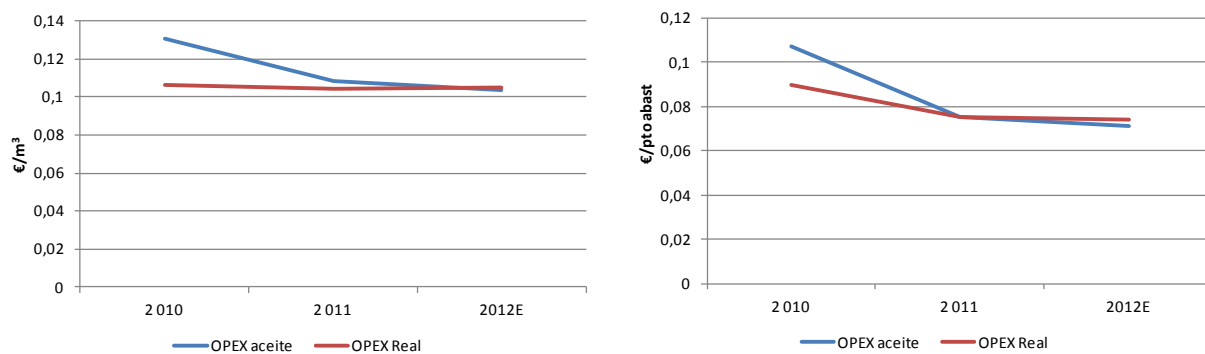
Figura 6-9 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

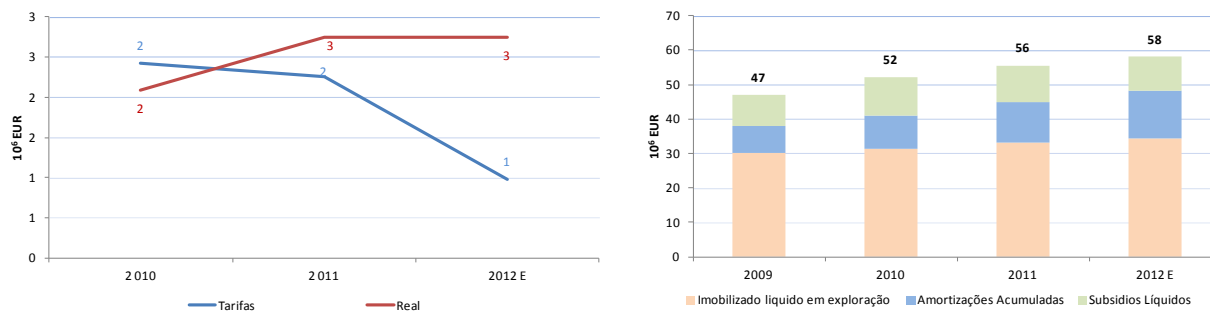
EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

Figura 6-10 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



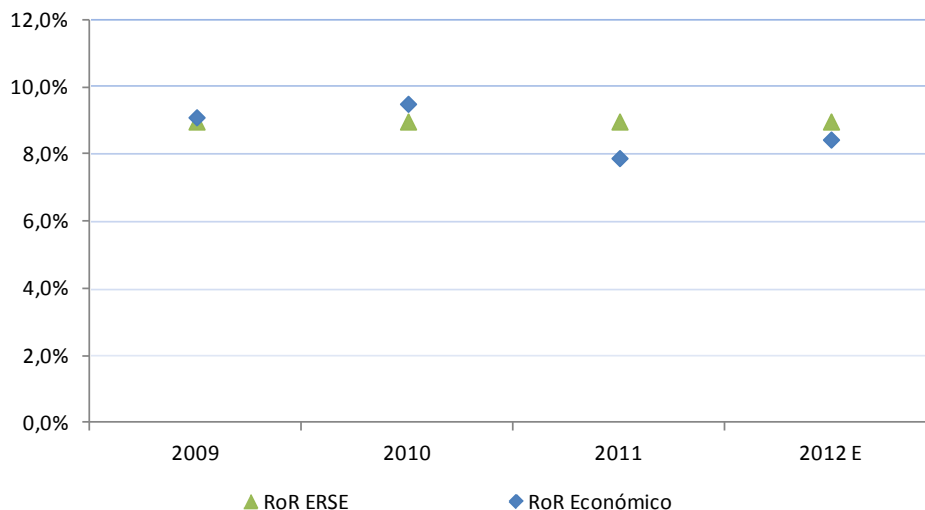
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura 6-11 – Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

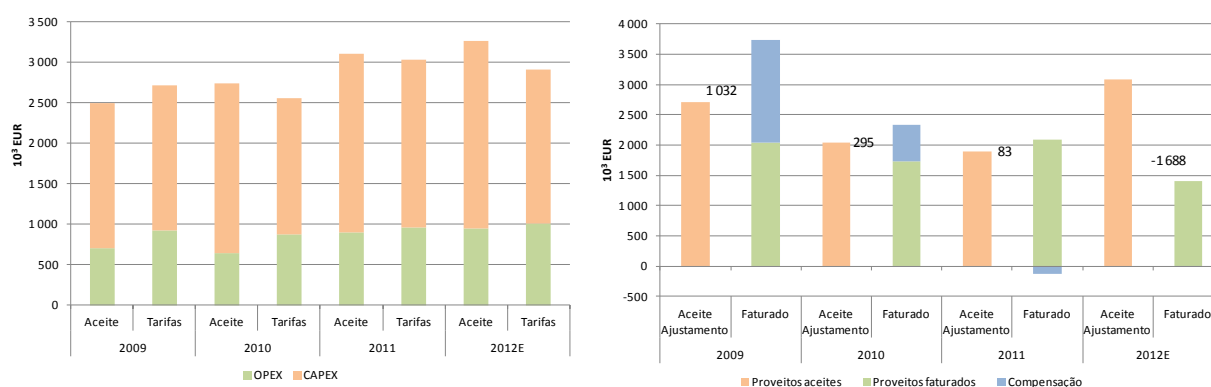
Figura 6-12 – Taxa de remuneração



D. MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

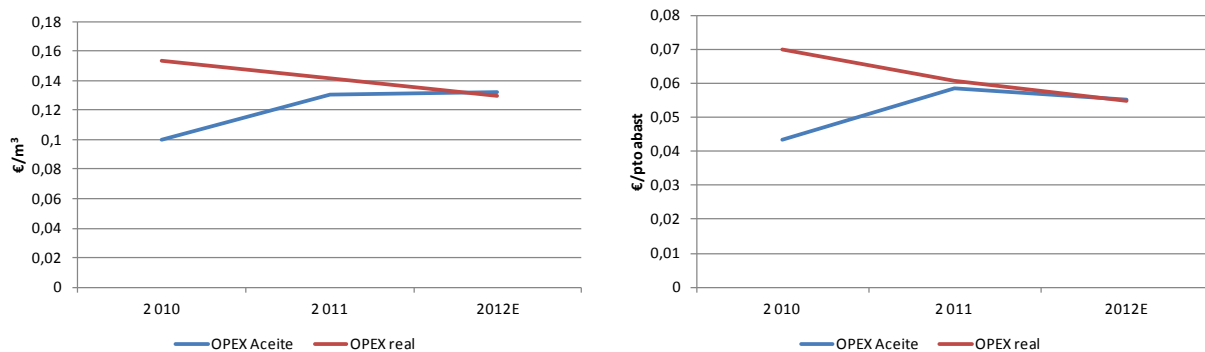
Figura 6-13 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

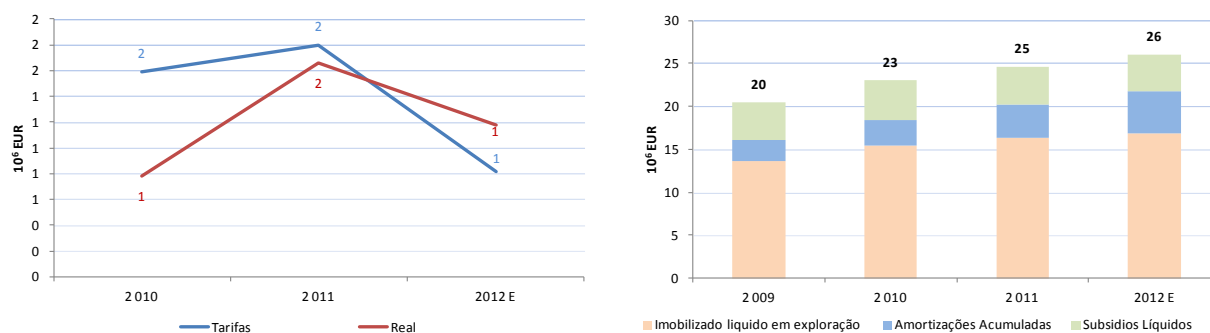
EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

Figura 6-14 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



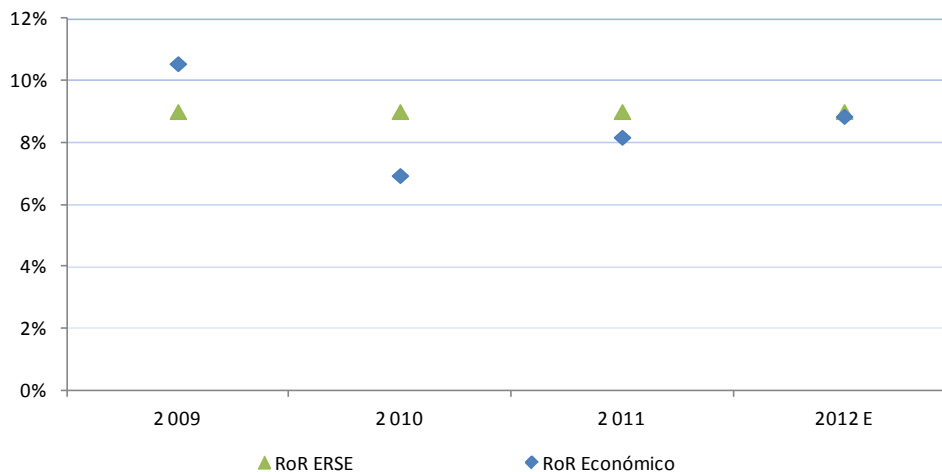
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura 6-15 – Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

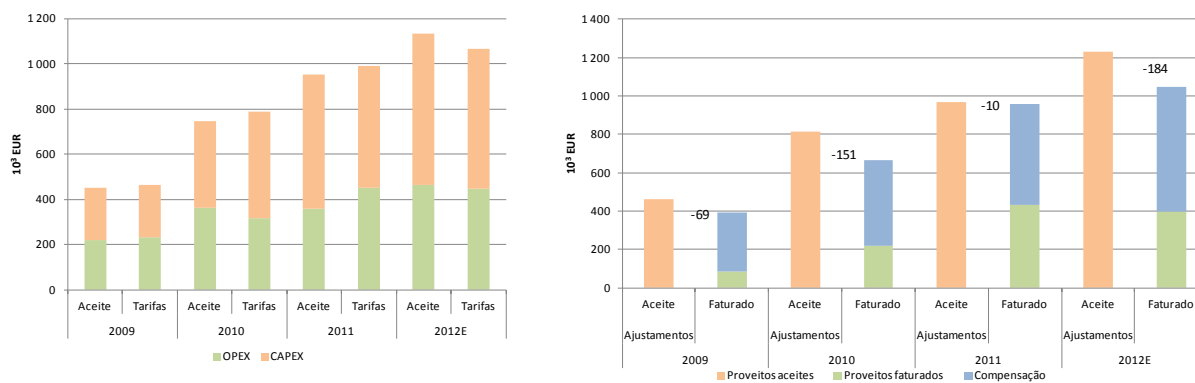
Figura 6-16 – Taxa de remuneração



E. PAXGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

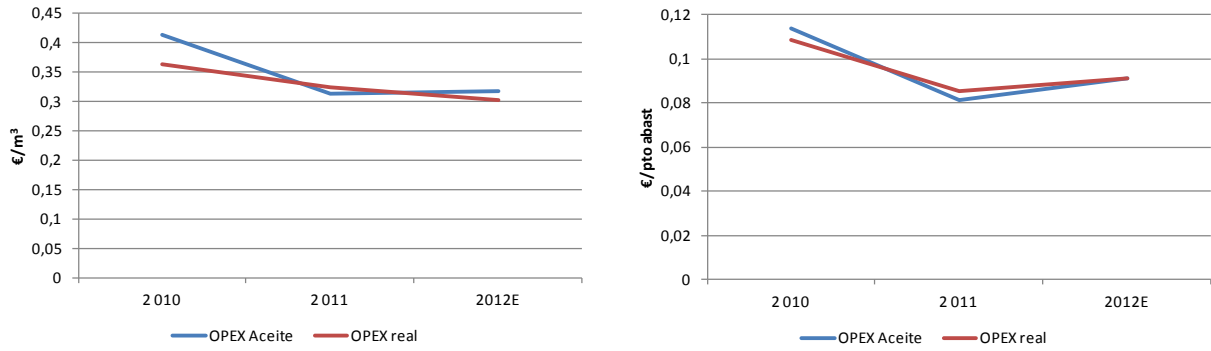
Figura 6-17 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

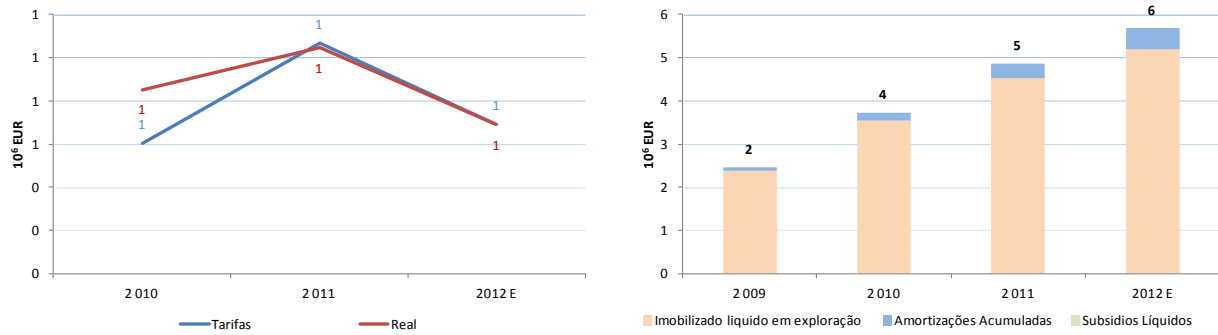
EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

Figura 6-18 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

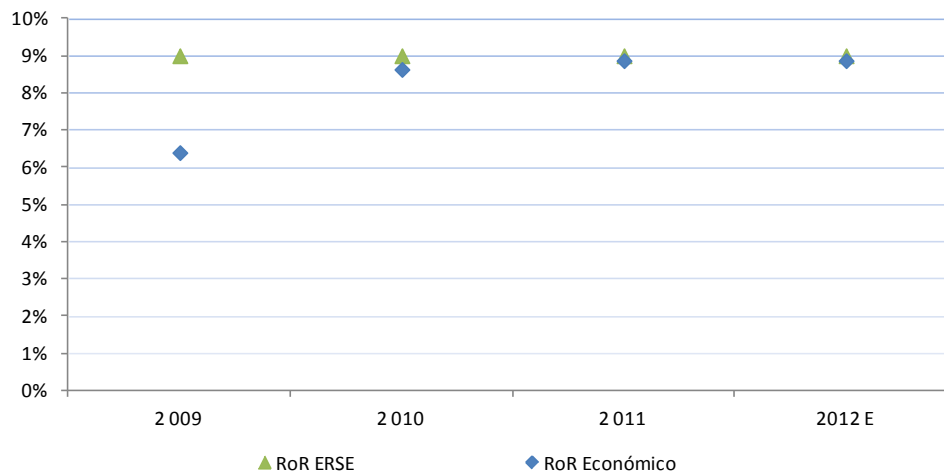
Figura 6-19 – Imobilizado em exploração e ativo real





REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

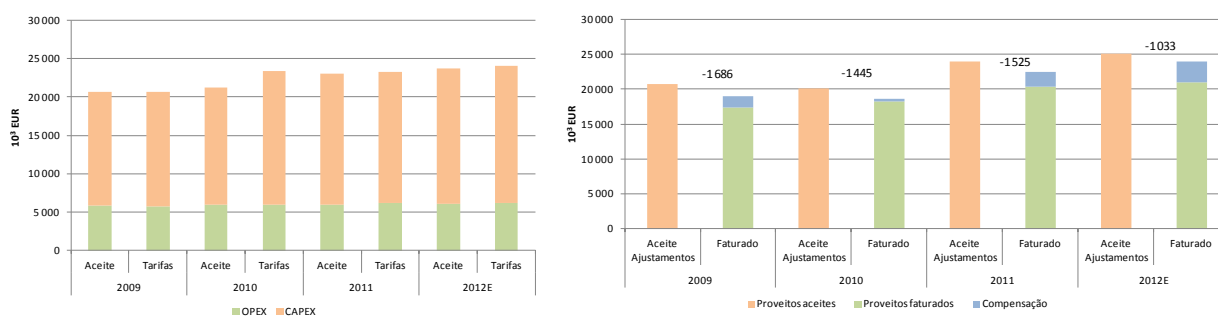
Figura 6-20 – Taxa de remuneração



F. SETGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

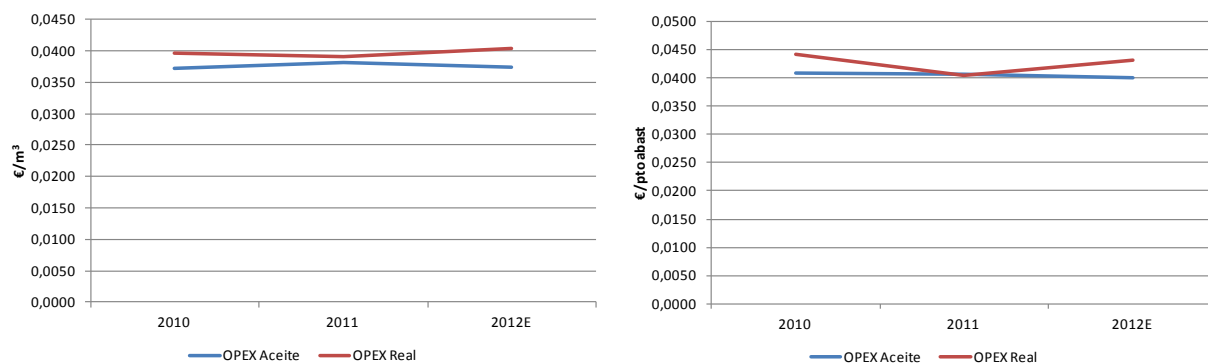
Figura 6-21 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

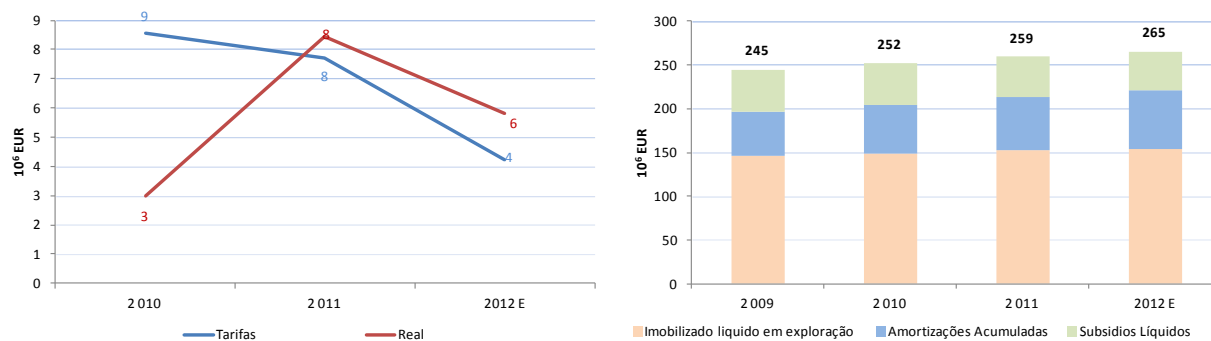
EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

Figura 6-22 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



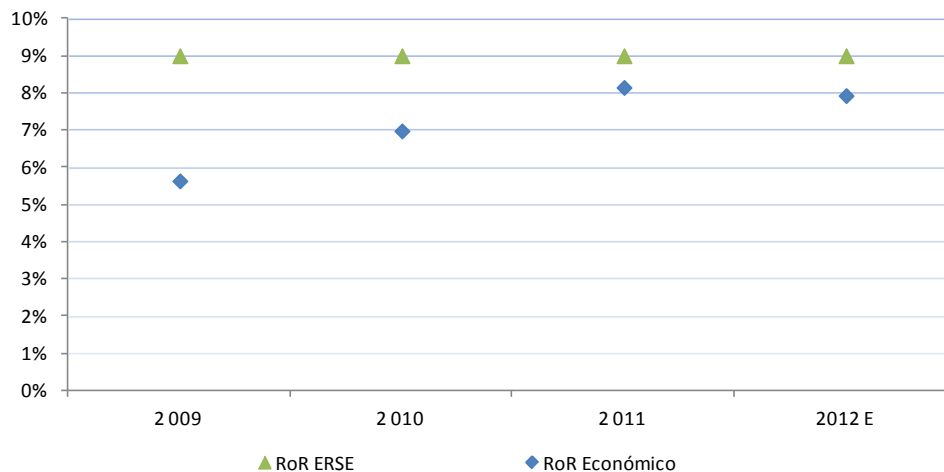
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura 6-23 – Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura 6-24 – Taxa de remuneração

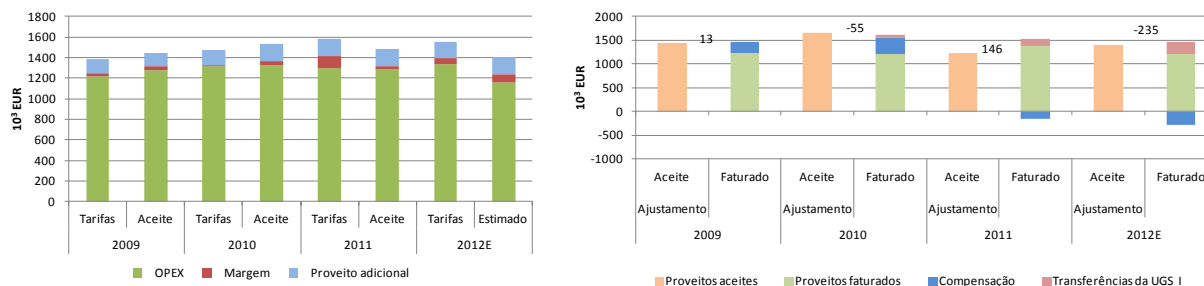


II. ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A. BEIRAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

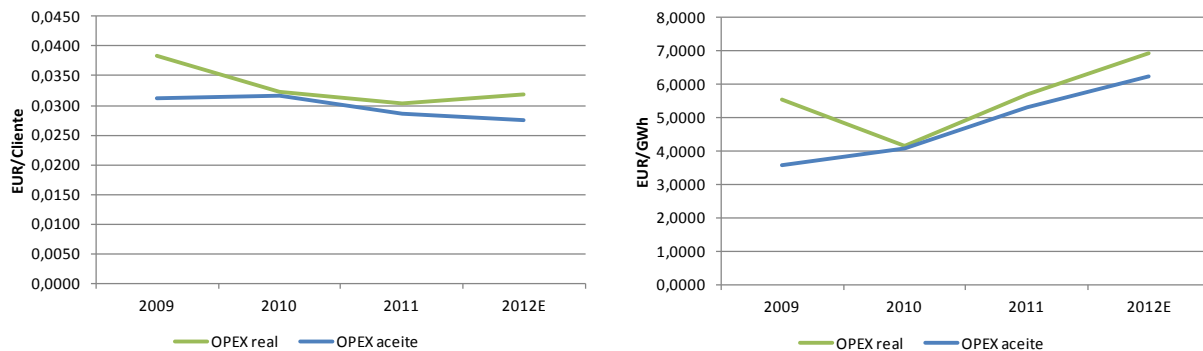
Figura 6-25 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios (preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

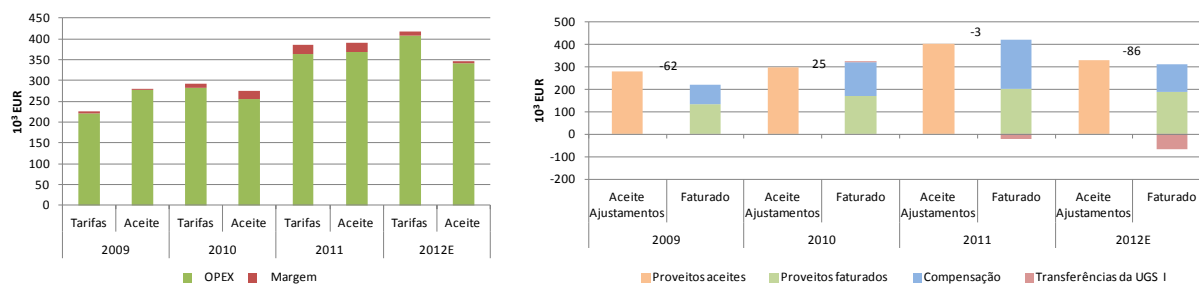
Figura 6-26 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



B. DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

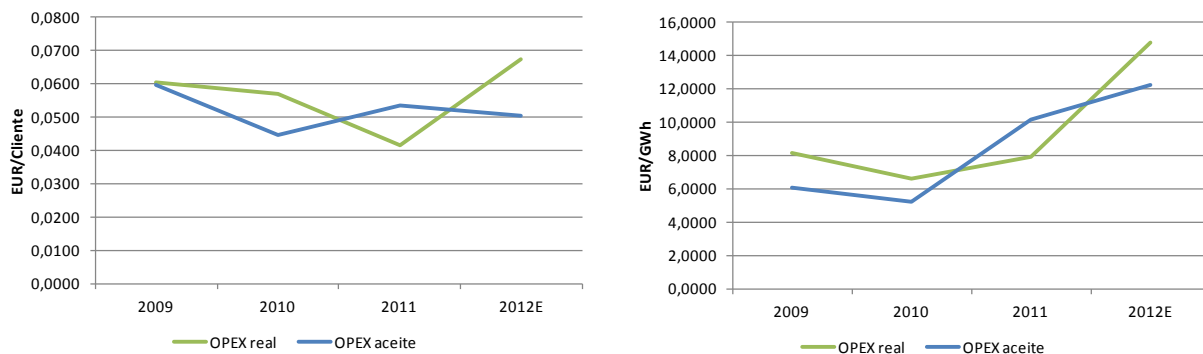
Figura 6-27 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios  
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

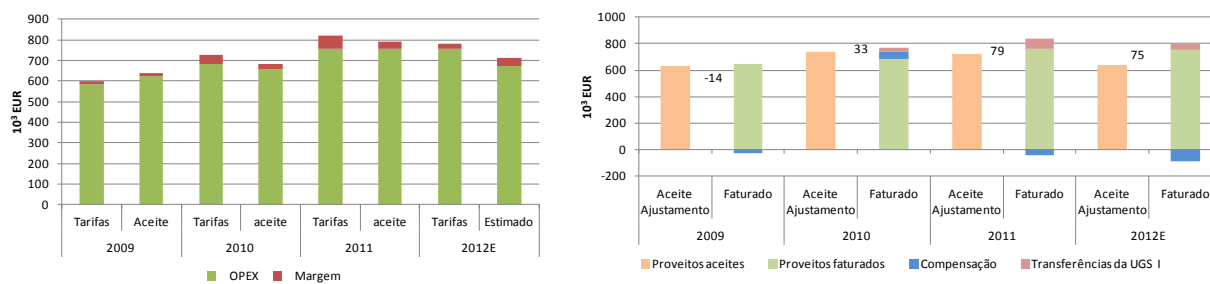
Figura 6-28 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



C. DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

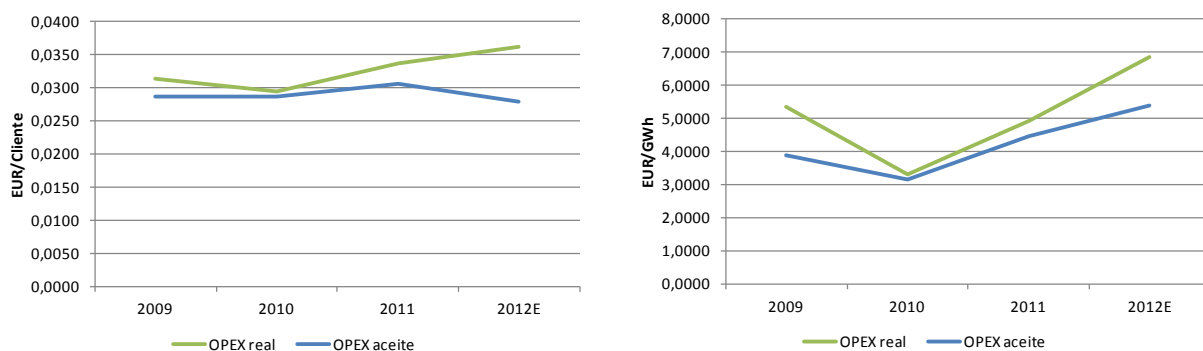
Figura 6-29 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios  
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

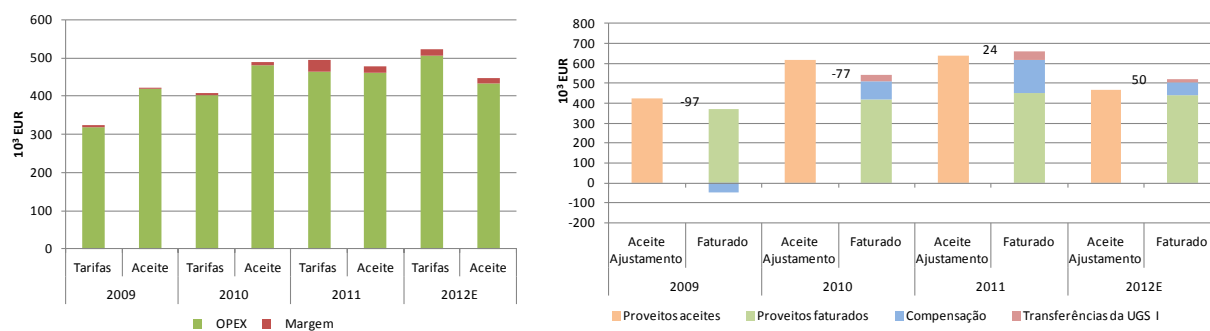
Figura 6-30 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



D. MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

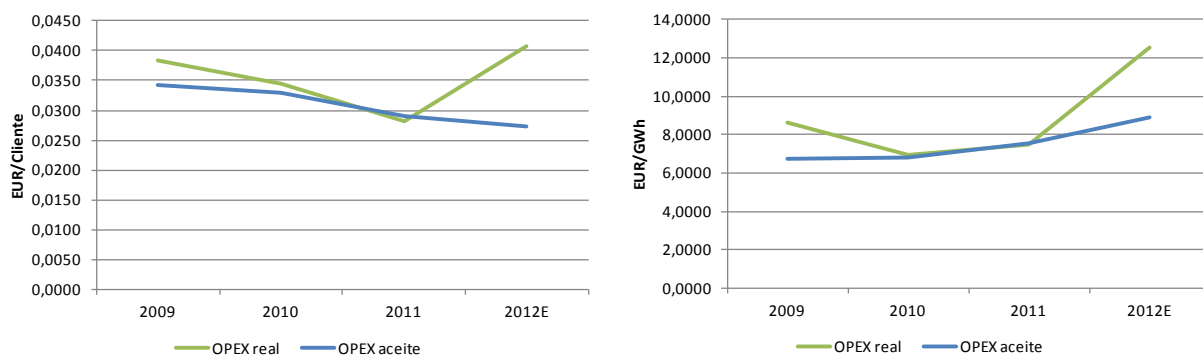
Figura 6-31 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios  
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

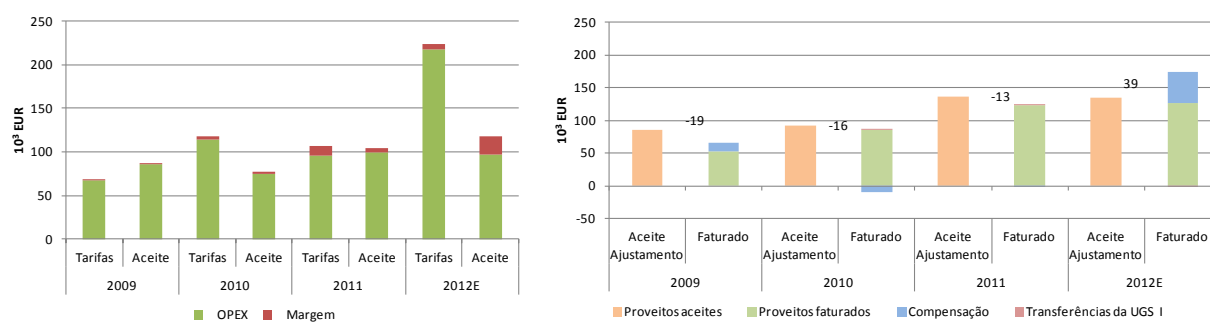
Figura 6-32 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



E. PAXGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

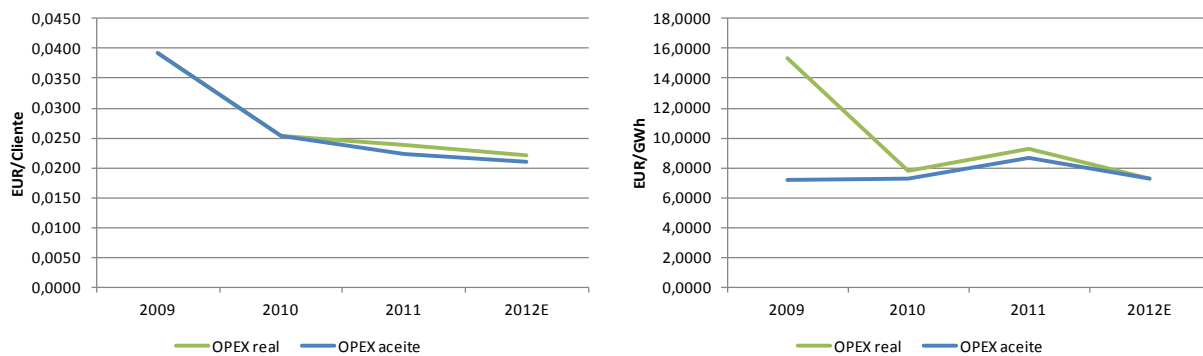
Figura 6-33 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios  
(preços correntes)



Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

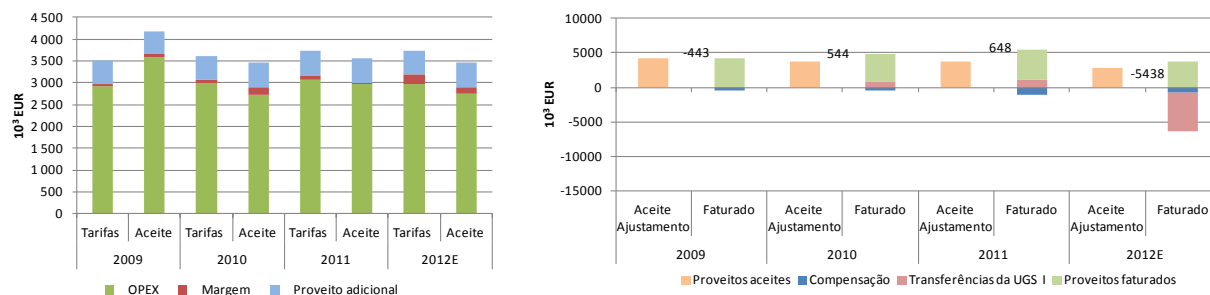
Figura 6-34 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)



F. SETGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

Figura 6-35 – Proveitos permitidos e apuramento de desvios  
(preços correntes)

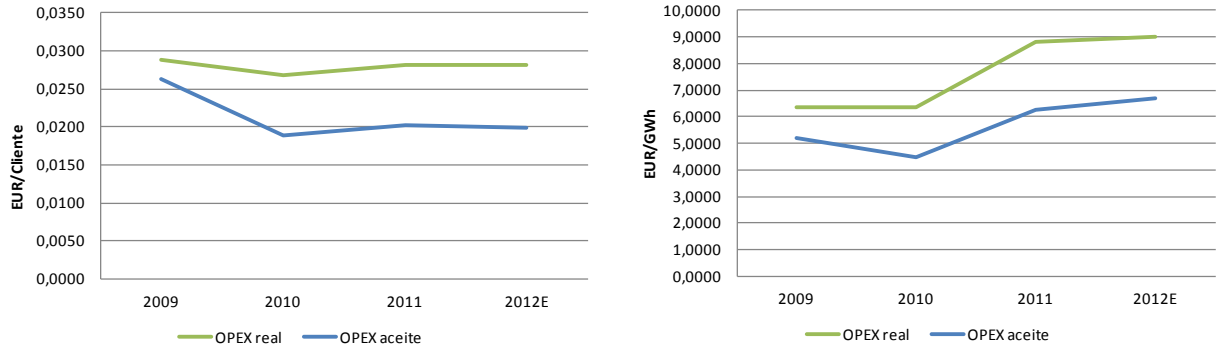


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.



EVOLUÇÃO DO OPEX POR INDUTOR DE CUSTO

Figura 6-36 – OPEX por indutor de custo  
(preços constantes 2012)





## 7 GLOSSÁRIO

**Ativo Bruto:** Para efeitos desta análise, o ativo bruto não inclui o capital circulante, correspondendo assim ao imobilizado bruto

**Ativo Líquido** = Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos

**CAPEX** = Remuneração do RAB + Amortizações do exercício

**Indutor de custo** = variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para aceitação de custos

**OPEX** = Fornecimentos e Serviços Externos + Custos com Pessoal + Outros Custos Operacionais Líquidos de Outros Proveitos

**RAB** = Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos – Imobilizado em Curso

**Regulação do tipo *price cap*** = metodologia regulatória que condiciona a recuperação dos custos das empresas ao sucesso no alcance das metas de eficiência propostas. Os custos são definidos em termos unitários por indutor de custo. Neste processo, o OPEX e o CAPEX podem ou não ser tratados conjuntamente

**Regulação por custos aceites** = metodologia regulatória que tem por base a aceitação, ou não, dos custos previstos das empresas, para o período de definição das tarifas sem definição explícita de metas de eficiência. Neste processo de análise são sempre separados o OPEX e o CAPEX

**RoR Económico** = (Proveitos Permitidos Aceites s/ Ajustamentos - Custos operacionais líquidos incluindo amortizações) / RAB Real

**WACC** = custo médio ponderado do capital