

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

Junho 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	BREVE ENQUADRAMENTO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL	5
3	ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO	9
3.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	9
3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	9
3.1.2	Evolução do OPEX por <i>Driver</i> de Custo	11
3.1.3	Investimento	13
3.1.4	Ativo Bruto e Ativo Líquido	14
3.2	Atividade de Transporte de gás natural e atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	14
3.2.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	14
3.2.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo	18
3.2.3	Investimento	20
3.2.4	Ativo bruto e ativo líquido	21
3.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo	22
3.3.1	REN Armazenagem	22
3.3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios.....	22
3.3.1.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo.....	23
3.3.1.3	Investimento	24
3.3.1.4	Ativo bruto e ativo líquido	25
3.3.2	Transgás Armazenagem	25
3.3.2.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios.....	25
3.3.2.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo.....	27
3.3.2.3	Investimento	29
3.3.2.4	Ativo bruto e ativo líquido	29
4	ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO	31
4.1	Análise Global.....	31
4.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	31
4.1.2	Evolução do OPEX por <i>Driver</i> de Custo	34
4.1.3	Investimento e ativo bruto/ativo líquido.....	35
4.2	Análise por empresa	37
4.2.1	Lisboagás	37
4.2.2	Lusitaniagás	40
4.2.3	Portgás	44
4.2.4	Setgás	46
4.2.5	Sonorgás	50
4.2.6	Tagusgás.....	53
5	ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO.....	57
5.1	Análise Global.....	57
5.1.1	Evolução do OPEX e Apuramento de desvios.....	57
5.1.2	Evolução do OPEX por <i>driver</i> de custo.....	59

5.2	Análise por empresa	61
5.2.1	Lisboagás	61
5.2.2	Lusitaniagás	64
5.2.3	EDP Gás SU.....	66
5.2.4	Sonorgás	69
5.2.5	Tagusgás.....	73
6	ANÁLISE DA RENTABILIDADE	77
6.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	77
6.2	Atividade de Transporte de Gás Natural e atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	79
6.1	Atividade Armazenamento Subterrâneo	82
6.1.1	REN Armazenagem	83
6.1.2	Transgás Armazenagem	84
6.2	Atividade de Distribuição	86
6.3	Total dos 11 ORD	87
6.4	Lisboagás.....	88
6.5	Lusitaniagás	89
6.6	Portgás.....	91
6.7	Setgás.....	92
6.8	Sonorgás.....	94
6.9	Tagusgás	95
7	GLOSSÁRIO	97
	ANEXOS	99
I.	Atividade de Distribuição	99
1.	Beiragás	99
2.	Dianagás	101
3.	Duriensegás.....	103
4.	Medigás	105
5.	Paxgás.....	107
II.	Atividade de Comercialização.....	109
1.	Beiragás	109
2.	Dianagás	110
3.	Duriensegás.....	111
4.	Medigás	112
5.	Setgás	113
6.	Paxgás.....	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Análise de desvios na atividade de RAR (preços correntes)	10
Figura 3-2 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de RAR (preços correntes)	11
Figura 3-3 - Custos unitários por energia regaseificada (preços constantes 2016)	12
Figura 3-4 - Custos unitários por capacidade de emissão (preços constantes 2016).....	12
Figura 3-5 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de RAR	13
Figura 3-6 - Evolução do ativo real na atividade de RAR	14
Figura 3-7 - Análise de desvios na atividade de URT (preços correntes)	15
Figura 3-8 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de URT (preços correntes)	16
Figura 3-9 - Análise de desvios na atividade de UGS (preços correntes)	17
Figura 3-10 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de UGS (preços correntes)	18
Figura 3-11 - Custos unitários por energia transportada (preços constantes 2016).....	19
Figura 3-12 - Custos unitários por km de rede (preços constantes 2016).....	19
Figura 3-13 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de URT	20
Figura 3-14 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de UGS	20
Figura 3-15 - Evolução do ativo real na atividade de URT	21
Figura 3-16 - Evolução do ativo real na atividade de UGS.....	21
Figura 3-17 - Análise de desvios da atividade de AS da REN Armazenagem (preços correntes).....	22
Figura 3-18 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de AS da REN Armazenagem (preços correntes).....	23
Figura 3-19 - Custos unitários por capacidade de armazenamento (preços constantes 2016)	24
Figura 3-20 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem....	24
Figura 3-21 - Evolução do ativo real da atividade de AS da REN Armazenagem.....	25
Figura 3-22 - Análise de desvios da atividade de AS da Transgás Armazenagem (preços correntes).....	26
Figura 3-23 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de AS da Transgás Armazenagem (preços correntes).....	27
Figura 3-24 - Custos unitários por capacidade de armazenamento (preços constantes 2015)	28
Figura 3-25 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da Transgás Armazenagem	29
Figura 3-26 - Evolução do ativo real da atividade de AS da Transgás Armazenagem	29
Figura 4-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 ORD (preços correntes).....	32
Figura 4-2 - Análise de desvios dos 11 ORD (preços correntes).....	33
Figura 4-3 - Reposição gradual da neutralidade financeira dos 11 ORD	34
Figura 4-4 - Custos unitários por energia distribuída dos 11 ORD (preços constantes 2016)	35
Figura 4-5 - Custos unitários por ponto de abastecimento dos 11 ORD (preços constantes 2016)	35
Figura 4-6 - Evolução do imobilizado em exploração dos 11 ORD	36
Figura 4-7 - Evolução do ativo real dos 11 ORD.....	37
Figura 4-8 - Evolução dos proveitos permitidos da LisboaGás (preços correntes).....	38
Figura 4-9 - Análise de desvios da LisboaGás (preços correntes).....	38

Figura 4-10 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Lisboagás (preços constantes de 2016).....	39
Figura 4-11 - Evolução do imobilizado em exploração da Lisboagás.....	39
Figura 4-12 - Evolução do ativo real da Lisboagás.....	40
Figura 4-13 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás (preços correntes).....	41
Figura 4-14 - Análise de desvios da Lusitaniagás (preços correntes).....	41
Figura 4-15 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Lusitaniagás (preços constantes de 2016).....	42
Figura 4-16 - Evolução do imobilizado em exploração da Lusitaniagás.....	43
Figura 4-17 - Evolução do ativo real da Lusitaniagás.....	43
Figura 4-18 - Evolução dos proveitos permitidos da Portgás (preços correntes).....	44
Figura 4-19 - Análise de desvios da Portgás (preços correntes).....	44
Figura 4-20 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Portgás (preços constantes de 2016).....	45
Figura 4-21 - Evolução do imobilizado em exploração da Portgás.....	46
Figura 4-22 - Evolução do ativo real da Portgás.....	46
Figura 4-23 - Evolução dos proveitos permitidos da Setgás (preços correntes).....	47
Figura 4-24 - Análise de desvios da Setgás (preços correntes).....	47
Figura 4-25 - OPEX por <i>driver</i> de custo (preços constantes de 2016).....	48
Figura 4-26 - Evolução do imobilizado em exploração da Setgás.....	49
Figura 4-27 - Evolução do ativo real da Setgás.....	49
Figura 4-28 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás (preços correntes).....	50
Figura 4-29 - Análise de desvios da Sonorgás (preços correntes).....	51
Figura 4-30 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Sonorgás (preços constantes de 2016).....	51
Figura 4-31 - Evolução do imobilizado em exploração da Sonorgás.....	52
Figura 4-32 - Evolução do ativo real da Sonorgás.....	52
Figura 4-33 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás (preços correntes).....	53
Figura 4-34 - Análise de desvios da Tagusgás (preços correntes).....	54
Figura 4-35 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Tagusgás (preços constantes de 2016).....	54
Figura 4-36 - Evolução do imobilizado em exploração da Tagusgás.....	55
Figura 4-37 - Evolução do ativo real da Tagusgás.....	55
Figura 5-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 CURr (preços correntes).....	57
Figura 5-2 - Evolução dos desvios dos 11 CURr (preços correntes).....	59
Figura 5-3 - Custos unitários por cliente (preços constantes 2016).....	60
Figura 5-4 - Evolução dos proveitos permitidos da Lisboagás (preços correntes).....	61
Figura 5-5 - Análise de desvios da Lisboagás (preços correntes).....	62
Figura 5-6 - OPEX por cliente da Lisboagás (preços constantes de 2016).....	63
Figura 5-7 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás (preços correntes).....	64
Figura 5-8 - Análise de desvios da Lusitaniagás (preços correntes).....	65
Figura 5-9 - OPEX por cliente da Lusitaniagás (preços constantes de 2016).....	65
Figura 5-10- Evolução dos proveitos permitidos da EDP Gás SU (preços correntes).....	66

Figura 5-11 - Análise de desvios da EDP Gás SU (preços correntes)	67
Figura 5-12 - OPEX por cliente da EDP Gás SU (preços constantes de 2016)	68
Figura 4-5-13 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás (preços correntes).....	69
Figura 5-14 - Análise de desvios da Sonorgás (preços correntes).....	70
Figura 5-15 - OPEX por cliente da Sonorgás (preços constantes de 2016).....	71
Figura 5-16 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás (preços correntes).....	73
Figura 5-17 - Análise de desvios da Tagusgás (preços correntes)	74
Figura 5-18 - OPEX por cliente da Tagusgás (preços constantes de 2016)	74
Figura 6-1 - Taxa de remuneração.....	79
Figura 6-2 - Taxa de remuneração.....	81
Figura 6-3 - Taxa de remuneração.....	82
Figura 6-4 - Taxa de remuneração.....	84
Figura 6-5 - Taxa de remuneração.....	86
Figura 6-6 - Taxa de remuneração dos 11 ORD.....	87
Figura 6-7 - Taxa de remuneração Lisboaagás	89
Figura 6-8 - Taxa de remuneração Lusitaniagás	91
Figura 6-9 - Taxa de remuneração Portgás	92
Figura 6-10 - Taxa de remuneração Setgás	94
Figura 6-11 - Taxa de remuneração Sonorgás	95
Figura 6-12 - Taxa de remuneração Tagusgás.....	96
Figura I - 1 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes).....	99
Figura I - 2 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2016).....	99
Figura I - 3 - Imobilizado em exploração e ativo real	100
Figura I - 4 - Taxa de remuneração.....	100
Figura I - 5 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes).....	101
Figura I - 6 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2016)	101
Figura I - 7 - Imobilizado em exploração e ativo real	102
Figura I - 8 - Taxa de remuneração.....	102
Figura I - 9 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes).....	103
Figura I - 10 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2016).....	103
Figura I - 11 - Imobilizado em exploração e ativo real	104
Figura I - 12 - Taxa de remuneração.....	104
Figura I - 13 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes).....	105
Figura I - 14 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2016).....	105
Figura I - 15 - Imobilizado em exploração e ativo real	106
Figura I - 16 - Taxa de remuneração.....	106
Figura I - 17 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes).....	107

Figura I - 18 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2016)	107
Figura I - 19 - Imobilizado em exploração e ativo real	108
Figura I - 20 - Taxa de remuneração.....	108
Figura II - 1 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)	109
Figura II - 2 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)	109
Figura II - 3 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)	110
Figura II - 4 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)	110
Figura II - 5 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)	111
Figura II - 6 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)	111
Figura II - 7 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)	112
Figura II - 8 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)	112
Figura II - 9 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)	113
Figura II - 10 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)	113
Figura II - 11 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)	114
Figura II - 12 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)	114

1 INTRODUÇÃO

O presente documento pretende avaliar o desempenho das várias atividades reguladas do sector do gás natural. Esta análise torna-se mais relevante no início do novo período de regulação do setor do gás natural que se inicia em julho de 2016, porque permite apoiar a ERSE na avaliação das metodologias de regulação aplicadas até à data nos proveitos permitidos às empresas.

Estas metodologias procuram garantir o cumprimento dos objetivos traçados para o período de regulação, em grande parte assentes na promoção da eficiência económica, isto é, na garantia de que as empresas desenvolvem as obrigações que lhes foram legalmente definidas a um custo mínimo para os consumidores. É igualmente objetivo do regulador garantir que as rentabilidades alcançadas pelas empresas no desempenho das suas atividades reflitam os seus custos de capital, de modo a não transferir recursos de forma ineficiente dos setores económicos não sujeitos a regulação para os setores regulados. Em contrapartida, o equilíbrio económico-financeiro das empresas sujeitas a regulação deve ser garantido de modo a permitir que tenham meios financeiros suficientes que lhes permitam desenvolver as suas atividades no respeito pelo quadro legal em vigor.

Neste contexto, a análise apresenta de forma sucinta a evolução de vários indicadores económicos e financeiros que permitem avaliar o desempenho das empresas e a eficácia das metodologias regulatórias relacionados, nomeadamente, com (i) o eficiente desempenho das suas atividades, como por exemplo, a evolução dos custos operacionais, (ii) a eficiente afetação dos recursos, como seja, a evolução da taxa de rentabilidade das empresas reguladas ou ainda (iii) a adequação do quadro regulatório à evolução da atividade, através da análise dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

Nesse particular, importa sublinhar que o cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos é um processo essencial do cálculo tarifário¹. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas reflitam os sinais pretendidos. De uma forma sucinta, os ajustamentos correspondem à diferença entre os proveitos permitidos definidos para uma atividade e os montantes recuperados pela empresa por aplicação da respetiva tarifa. Valores elevados de ajustamentos podem significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa ou ii) nas variáveis de faturação que compõem a respetiva tarifa.

As questões associadas às particularidades das metodologias regulatórias são desenvolvidas com mais detalhe no capítulo 2.

¹ A definição dos proveitos para os anos de definição de tarifas assenta no cálculo dos proveitos permitidos para esses anos, com base em previsões para a evolução da atividade e no cálculo dos ajustamentos definitivos relativo ao último ano com contas fechadas e auditadas (s-2)

A análise de desempenho incide sobre cada uma das empresas reguladas do setor do gás natural no que respeita às suas atividades *core*, isto é, às atividades que podem controlar a evolução dos seus custos².

O período sujeito a análise, compreendido entre 2009 e 2015, é relativamente curto, o que reflete o facto da regulação no setor do gás natural ser ainda recente³.

De seguida são apresentadas as principais evidências resultantes da análise efetuada, destacando-se a análise efetuada aos custos e aos investimentos de cada atividade.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS E DOS INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Em todas as atividades reguladas de alta pressão verificou-se nos últimos anos uma aproximação entre os proveitos permitidos a recuperar por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos. No entanto, esta tendência não foi suficiente para diminuir o valor dos ajustamentos aos proveitos de forma significativa nas atividades de armazenamento subterrâneo e de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, visto os valores faturados por aplicação das respetivas tarifas serem inferiores aos valores inicialmente definidos.

Da mesma análise conclui-se que a trajetória dos custos reais das empresas segue as exigências da ERSE em termos de eficiência, no entanto, assiste-se a algum afastamento entre as bases de custo apresentadas pelas empresas e os proveitos permitidos associados ao OPEX.

Em relação aos investimentos/ativos entrados em exploração, verifica-se um decréscimo em todas as atividades, a que não é alheio o decréscimo no consumo de gás natural e na utilização das infraestruturas. Esta tendência reflete as mensagens transmitidas pela ERSE nos seus pareceres às propostas de PDIR GN, através dos quais tem-se pretendido alertar para a ponderação nos investimentos previstos, que deverão estar em linha com as expectativas para a evolução da procura e para a utilização das infraestruturas existentes, de modo a assegurar a moderação do impacte tarifário de futuros investimentos.

Neste ponto destaca-se a atividade de armazenamento subterrâneo, na qual ocorreu uma transferência dos ativos da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem, em 2015, ao abrigo do contrato de trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, em 25 de julho de

² As atividades faturadas pelas empresas, que resultam de mera aplicação de tarifas, de acesso ou de energia, e cuja evolução não dependa de nenhuma ação das empresas, do tipo *pass through*, não são alvo de análise.

³ O ano de 2009 é o primeiro a partir do qual se definiram proveitos para todas as atividades reguladas para todo o ano. Contudo, nesse ano a definição dos proveitos resultava ainda da divisão dos proveitos definidos para anos gás (nesse caso 2008/2009 e 2009/2010). A partir de 2010 calcularam-se proveitos para o ano civil.

2014, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015. Este acontecimento não deverá ser ignorado no início de mais um período de regulação, designadamente devido às sinergias e aos ganhos de escala expectáveis em operações desta natureza.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS E DOS INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Embora existam semelhanças entre as metodologias regulatórias da atividade de transporte e da atividade de distribuição, os comportamentos dessas atividades são distintos.

Na atividade de distribuição os valores faturados por aplicação das tarifas têm sido sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos. No entanto, saliente-se, que em 2014 e na estimativa de 2015, os desvios de faturação, não só diminuíram significativamente, como em 2014 resultaram em valores a devolver pelas empresas.

Na comparação entre os custos unitários reais e os proveitos permitidos verifica-se que, apesar de existir um *gap* entre os custos apresentados pelas empresas e os custos considerados para tarifas, as empresas conseguem com alguma facilidade seguir a eficiência exigida pelo Regulador.

No que diz respeito aos investimentos, os desvios entre os proveitos permitidos por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos, que são incluídos no cálculo dos ajustamentos, mantêm-se elevados, sendo os investimentos previstos sempre superiores aos valores reais. Verifica-se, igualmente, uma redução, embora ligeira, dos imobilizados entrados em exploração.

Na atividade de comercialização assiste-se a um decréscimo dos proveitos permitidos associado à crescente saída dos clientes para o mercado liberalizado, que deverá resultar num esforço acrescido das empresas em adaptar as suas estruturas de custos à evolução da atividade. Essa necessidade é ainda mais crucial tendo em conta a data fixada para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

RENTABILIDADES DAS ATIVIDADES REGULADAS

A análise efetuada à rentabilidade das atividades reguladas evidencia que o desempenho das empresas varia de acordo com a metodologia regulatória aplicada.

Quando comparadas as taxas de rentabilidade definidas pela ERSE com as taxas de rentabilidade das contas reguladas, verifica-se que, com exceção do Terminal de GNL, todas as atividade apresentam taxas próximas.

ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O documento segue a estrutura que de seguida se apresenta:

No capítulo 2 é feita uma breve caracterização das atividades reguladas e seu enquadramento regulatório.

No capítulo 3, apresenta-se a evolução entre 2009 e 2015 dos proveitos permitidos, custos, desvios de faturação e ativo 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 uma análise entre 2009 e 2015 dos proveitos permitidos, custos, desvios de faturação e ativo efetuada à globalidade dos operadores da rede de distribuição (ORD) e aos operadores com maior dimensão em cada grupo económico: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás, Sonorgás e Tagusgás.

No capítulo 5, apresenta-se a análise para o período compreendido entre 2009 e 2015 dos proveitos permitidos, custos, desvios de faturação e ativo efetuada à globalidade dos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) e aos operadores com maior dimensão em cada grupo económico: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Sonorgás e Tagusgás.

No capítulo 6 é realizada uma análise à rentabilidade das empresas reguladas para os anos de 2012 a 2014. Esta análise incide sobre todas as atividades de alta pressão e no caso da atividade de distribuição, as análises recaem sobre os operadores da rede de distribuição (ORD) com maior dimensão em cada grupo económico: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás, 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, pelo armazenamento e pelo terminal de GNL e pela 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. A atividade de comercialização é igualmente exercida através da atribuição de uma licença.

Atualmente e por força da legislação em vigor, as diferentes atividades encontram-se jurídicas 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.

O setor do gás natural é um setor ainda em desenvolvimento, onde a regulação económica foi implementada no ano-gás 2007/2008 para as infraestruturas de alta pressão e no ano-gás 2008/2009 para as atividades de distribuição e de comercialização de gás natural.

Os últimos anos têm sido marcados pelo crescimento do mercado liberalizado no setor do gás natural verificando-se, atualmente, que a grande maioria dos clientes domésticos se encontram fora do mercado regulado. É igualmente de salientar a queda no consumo de gás natural situação resultante das condições estruturais do mercado elétrico, que reduziram os níveis de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural.

Para além de fatores adstritos aos mercado nacional, não se podem ignorar as questões internacionais que afetam o setor do gás natural, designadamente: (i) a implementação antecipada do código de rede europeu sobre mecanismos de atribuição de capacidade, passando a atribuição de capacidade de interligação a ser operada através da plataforma Prisma, num ponto virtual de interligação e (ii) o lançamento do trabalho de implementação do código de rede europeu sobre balanço das redes de transporte.

As alterações que se têm feito sentir no setor do gás natural têm 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, cujo negócio ainda se encontrava em expansão.

No caso particular da atividade de comercialização de último recurso, a crescente liberalização do mercado e a conseqüente redução daquela atividade, conduziu em 2010-2011 à implementação de um mecanismo que salvaguardasse o interesse dos consumidores, por um lado, e o equilíbrio económico-financeiro das empresas, por outro.

No entretanto, 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** – nesta atividade, no período de regulação iniciado em 2010/2011, passou-se de uma regulação por custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma regulação por incentivos no OPEX⁴ ⁵ e no CAPEX⁶ utilização uma metodologia *rate of return* com diminuição do período de alisamento do custo de capital para 10 anos. No último período de regulação definiu-se a aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para todo o sistema nacional de gás natural associadas a esta atividade.
- **Armazenamento subterrâneo de gás natural** – nesta atividade a regulação tem seguido uma metodologia por custos aceites até ao último período de regulação, no qual se introduziu uma metodologia de regulação do tipo *price cap*⁷ no OPEX e do tipo *rate of return* no CAPEX (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios).
- **Transporte de gás natural** – nesta atividade, no período de regulação iniciado em 2010-2011, passou-se de uma remuneração por custos aceites com alisamento do custo com capital a 40 anos para uma regulação por incentivos no OPEX (foi estabelecida uma metodologia do tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e três parcelas indexadas à evolução das variáveis quantidades transportadas, extensão da rede transporte e número de GRMS) e uma metodologia do tipo *rate of return* no CAPEX (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Em 2010-2011 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** – nesta atividade, no período de regulação iniciado em 2010-2011, passou-se de uma remuneração por custos aceites⁸ com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*⁹

⁴ *Operational expenditure*

⁵ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada

⁶ *Capital expenditure*

⁷ Os indutores de custo que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são a energia extraída/injetada e a capacidade de armazenamento para a REN Armazenagem e a capacidade de armazenamento para a Transgás Armazenagem.

⁸ No primeiro período de regulação foi definido um custo unitário de referência.

⁹ Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

e no CAPEX para uma metodologia do tipo *rate of return* (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Associada à extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital em 2010/2011, 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** - nesta atividade passou-se de uma remuneração por custos aceites¹ acrescida de uma remuneração do fundo de maneo para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*¹⁰, mantendo-se a remuneração do fundo de maneo. Acrescente-se que no caso das empresas concessionárias, estas têm direito a um proveito adicional equivalente a 4€ por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação).

A definição das metodologias regulatórias e a escolha dos indutores nas atividades de alta pressão, em particular, as aplicadas ao OPEX, tem tido por base a análise de desempenho das empresas. No caso da atividade de distribuição, a definição das metas de eficiência tem por base estudos de *benchmarking* de âmbito nacional com a aplicação de métodos paramétricos e não paramétricos. Para a atividade de Comercialização, dado tratar-se de uma atividade de menor dimensão, a definição das metas de eficiência não careceu de nenhuma análise de *benchmarking*, mas antes de uma análise de dados históricos da empresa, através de questionários realizados a cada operador.

No período de regulação que agora termina (2013-2014 a 2015-2016) os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX variaram entre (i) 1,5 % e 3% na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, (ii) 1,5% na atividade de transporte, (iii) 1,5% e 4% na atividade de armazenamento subterrâneo (iv) 1,5% e 5,8% por empresa, no caso da distribuição e (v) 3% para todos os comercializadores de último recurso.

No que respeita ao custo de capital, no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016 foi introduzida uma metodologia de indexação do custo de capital, a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e assim compensar os riscos dos capitais próprios e alheio. Assim, as taxas de remuneração são atualizadas com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitada superior e inferiormente.

¹⁰ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

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 ANÁLISE DE DESVIOS

Neste primeiro ponto pretende-se, por um lado, comparar os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas¹¹ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores¹², e, por outro, os proveitos faturados com a aplicação das tarifas com os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)¹³, avaliando assim o desvio de desempenho e o desvio de faturação, respetivamente. Esta análise permite evidenciar se os ajustamentos apurados decorrem de desvios nas previsões da evolução da variáveis que definem os proveitos, ou se se deve à evolução não prevista das variáveis de faturação considerada nas tarifas.

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.

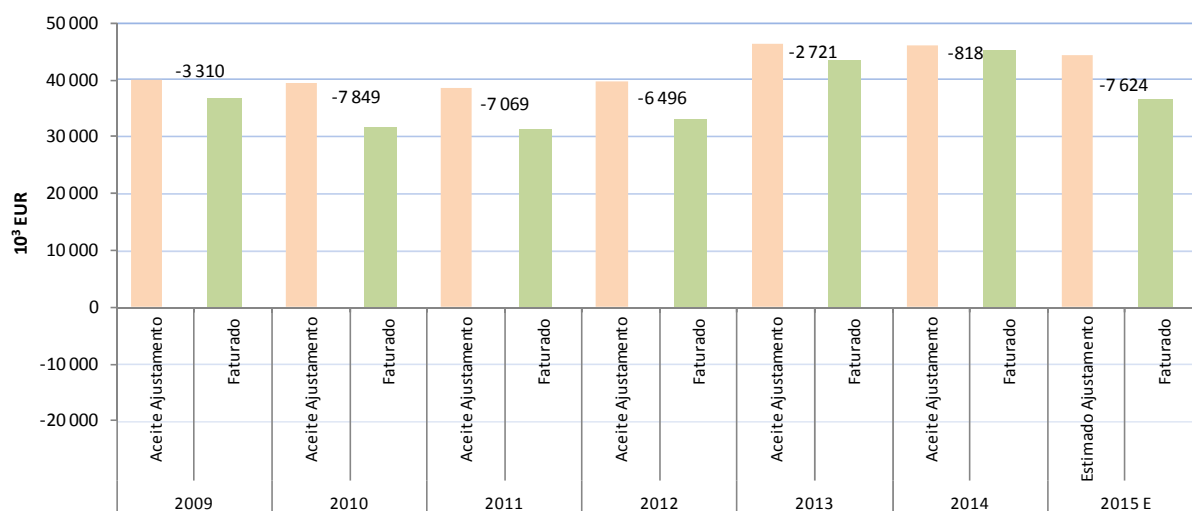
A Figura 3-1 apresenta a evolução da faturação e dos proveitos permitidos definitivos previstos considerados em ajustamentos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (RAR), do Operador da Terminal de GNL, a preços correntes. Verifica-se que os valores faturados foram sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa. Tal dever-se-á essencialmente a desajustes existentes entre os valores previstos e ocorridos das variáveis de faturação

¹¹ Nos gráficos indicados como Tarifas.

¹² Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como Aceite.

¹³ Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, os quais incluem os permitidos definitivos do ano e os ajustamentos dos anos anteriores. Nos gráficos indicados como Aceite Ajustamento.

**Figura 3-1 - Análise de desvios na atividade de RAR
(preços correntes)**

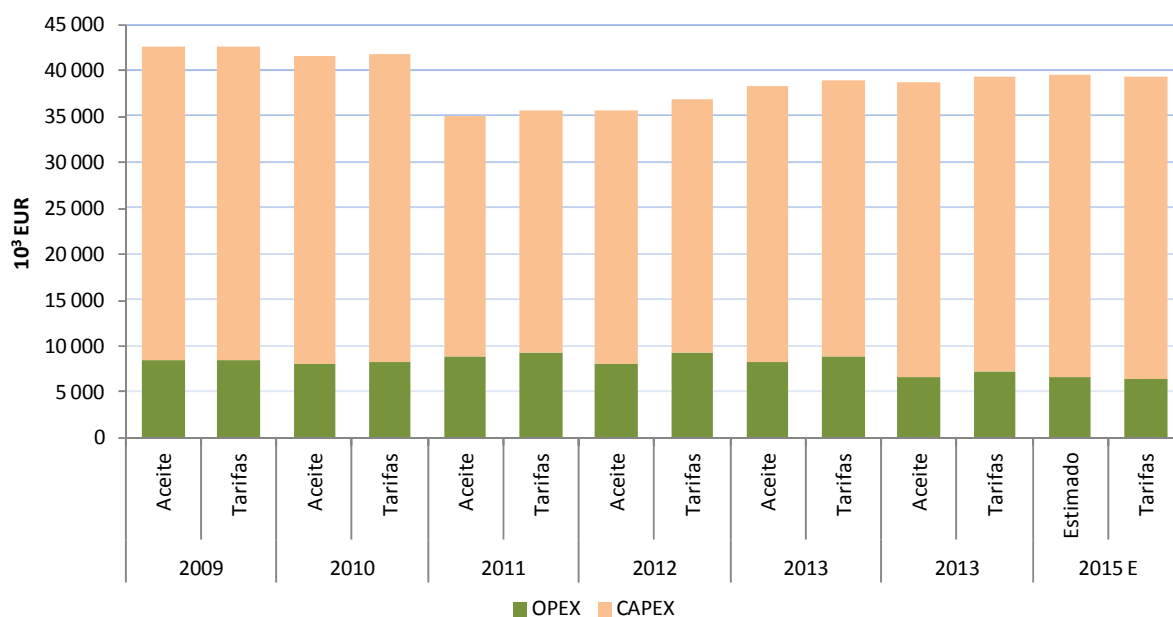


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

A Figura 3-2 apresenta a evolução dos proveitos permitidos definitivos para o ano (Aceite) e os proveitos permitidos previstos (Tarifas), da atividade de RAR, a preços correntes.

Refira-se, que em 2013 foi implementado um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, através do qual, parte da recuperação dos ajustamentos da atividade de RAR passou através da parcela I da tarifa de Uso Global dos Sistema, do operador da Rede de Transporte, sendo posteriormente transferidos para o Operador da Terminal de GNL.

**Figura 3-2 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de RAR
(preços correntes)**

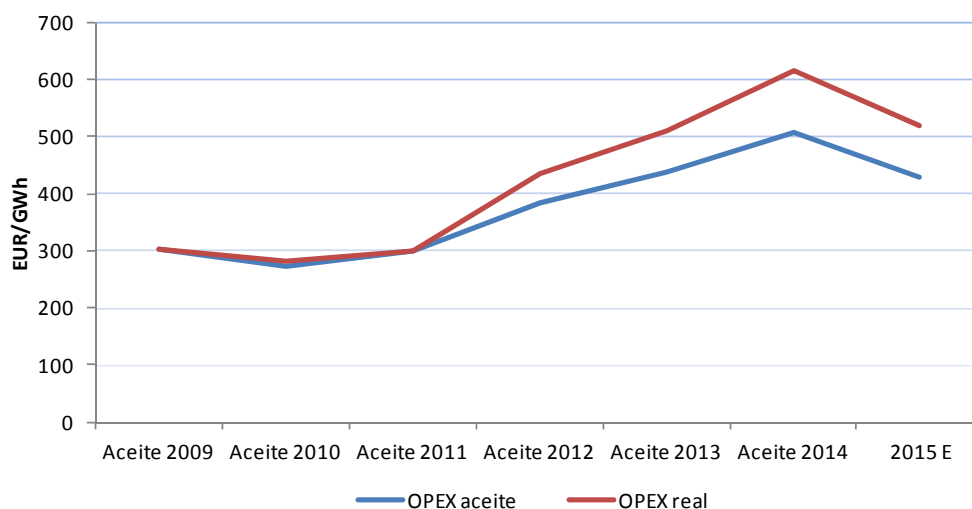


A análise conjunta das Figura 3-1 e Figura 3-2 evidencia que os ajustamentos verificados até à data decorrem principalmente de desvios de faturação e não de desvios na evolução das variáveis consideradas no cálculo dos proveitos.

3.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

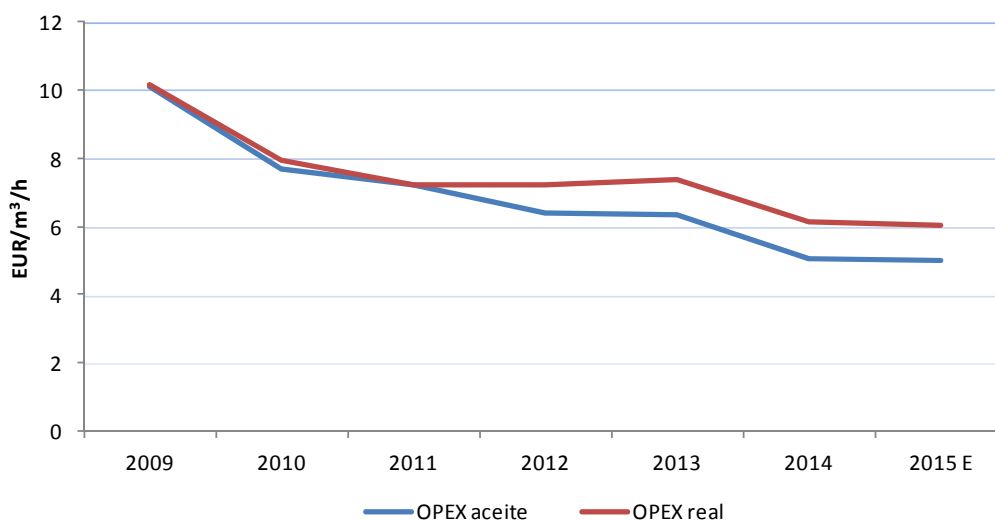
A análise conjunta das Figura 3-1 e Figura 3-2 evidenciam que os ajustamentos verificados até à data decorrem principalmente de desvios de faturação e não de desvios na evolução das variáveis consideradas no cálculo dos proveitos.

**Figura 3-3 - Custos unitários por energia regaseificada
(preços constantes 2016)**



Verifica-se que os custos unitários por energia regaseificada têm aumentado significativamente. Esta evolução deve-se à grande quebra registada ao nível das quantidades de energia entregues pelo Terminal de GNL.

**Figura 3-4 - Custos unitários por capacidade de emissão
(preços constantes 2016)**

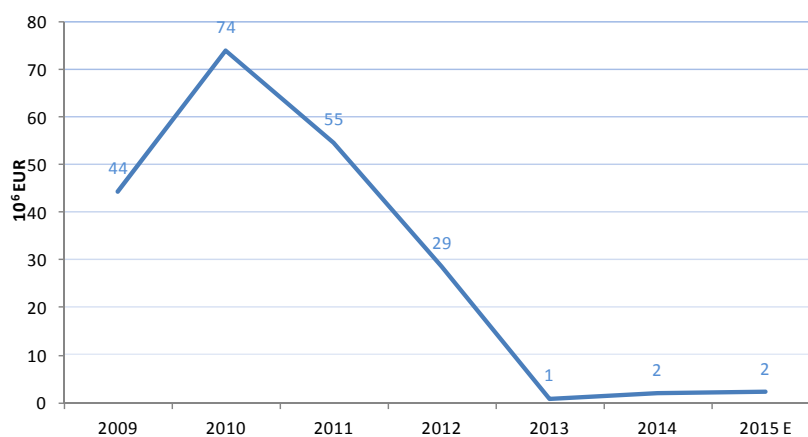


Tendo em conta que a capacidade de emissão é constante desde 2012, a figura anterior permite verificar que os custos do Terminal de GNL têm baixado nos últimos anos.

Até 2009 foi aplicada uma metodologia por custos aceites no OPEX da atividade de RAR, enquanto a partir de 2010 aplicou-se o mecanismo de custos eficientes (do tipo *price cap*). Verifica-se que desde 2012 os custos unitários reais quer por energia regaseificada, quer por capacidade de emissão, são superiores aos proveitos permitidos (OPEX aceite), o que traduz a dificuldade da empresa em atingir as metas impostas pelo regulador.

3.1.3 INVESTIMENTO

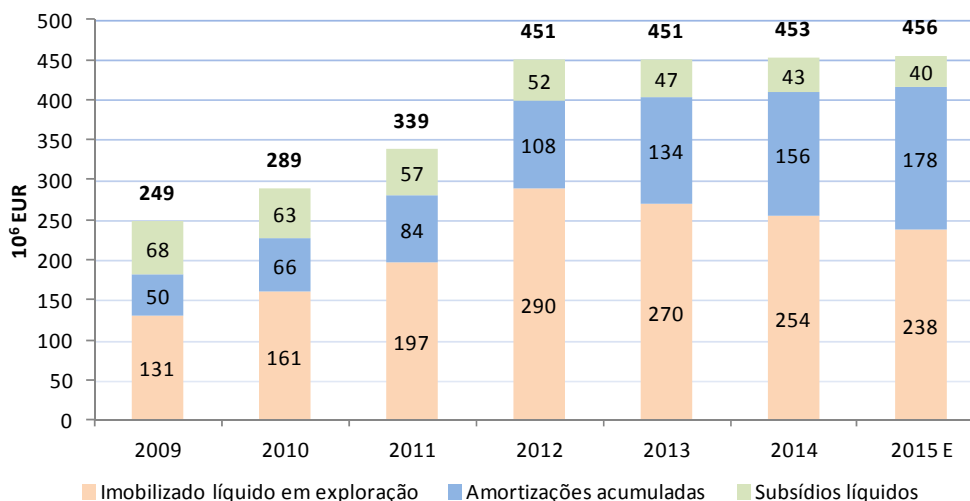
Figura 3-5 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de RAR



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 reduziu substancialmente nos anos seguintes. Refira-se que este investimento resultou 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. Atualmente não estão previstos investimentos significativos no Terminal de GNL.

3.1.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-6 - Evolução do ativo real na atividade de RAR



A Figura 3-6 evidencia a tendência o 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 81%, face à entrada em exploração do terceiro tanque de armazenamento de GNL. Entre 2012 e 2015 o imobilizado bruto estabilizou, enquanto o líquido diminuiu, estimando-se que atinja em 2015 238 milhões de euros.

3.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

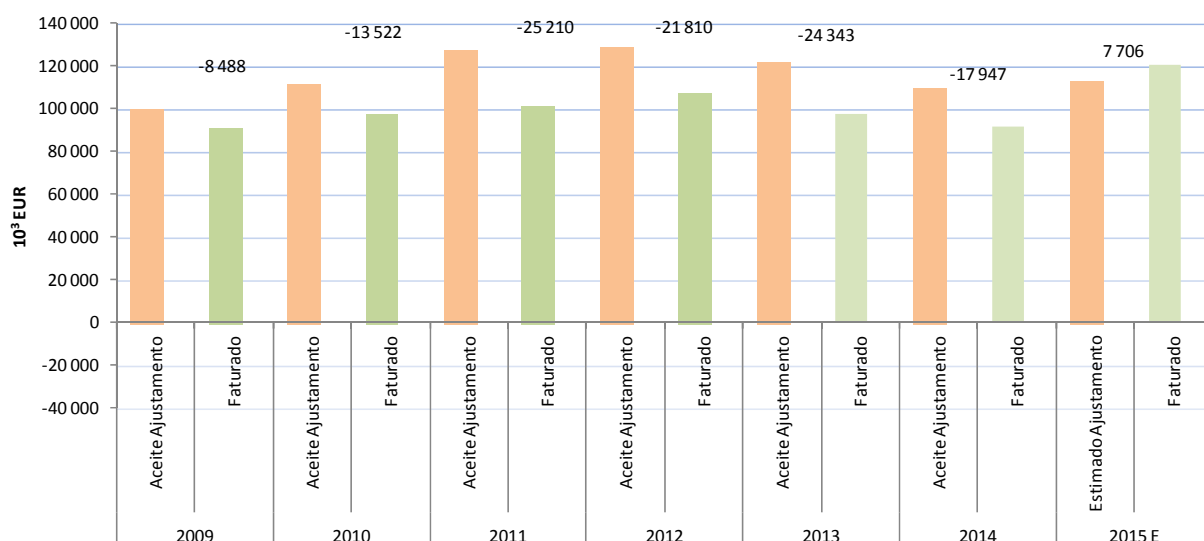
3.2.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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 (do tipo *price cap*), 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 do tipo *rate of return* (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios).

Tal como o primeiro ponto do capítulo anterior, este ponto compara os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas¹⁴ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores¹⁵. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)¹⁶.

A Figura 3-7 apresenta os desvios apurados na atividade de Transporte de gás natural (URT), do Operador da Rede de Transporte, a preços correntes. Verifica-se que os valores faturados foram até 2014 inferiores aos proveitos permitidos definitivos (Aceite ajustamento) em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa. Em 2015, inverteu-se esta situação, passando os ajustamentos a serem valores a devolver pela empresa. Tal deve-se essencialmente ao aumento ocorrido ao nível do valor faturado por aplicação da tarifa de URT do Operador da Rede de Transporte.

**Figura 3-7 - Análise de desvios na atividade de URT
(preços correntes)**



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

A Figura 3-8 compara os proveitos permitidos definitivos do ano (Aceite) com os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas (Tarifas), associados ao OPEX e ao CAPEX da atividade de URT, a

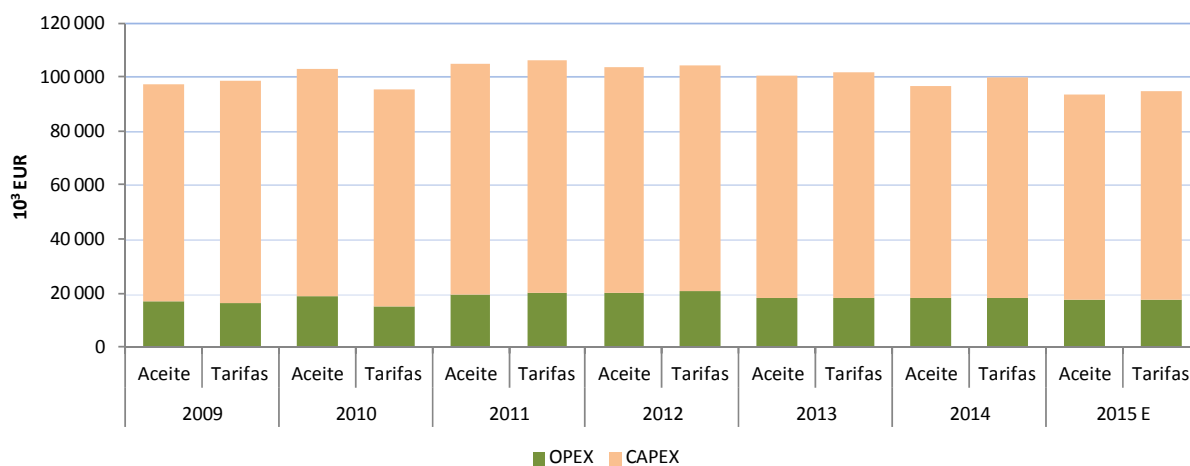
¹⁴ Nos gráficos indicados como Tarifas

¹⁵ Nos gráficos indicados como Aceite.

¹⁶ Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, os quais incluem os permitidos definitivos do ano e os ajustamentos dos anos anteriores. Nos gráficos indicados como Aceite Ajustamento.

preços correntes. Verifica-se que não ocorrem diferenças significativas entre os valores definitivos e os valores previstos anteriormente considerados em tarifas.

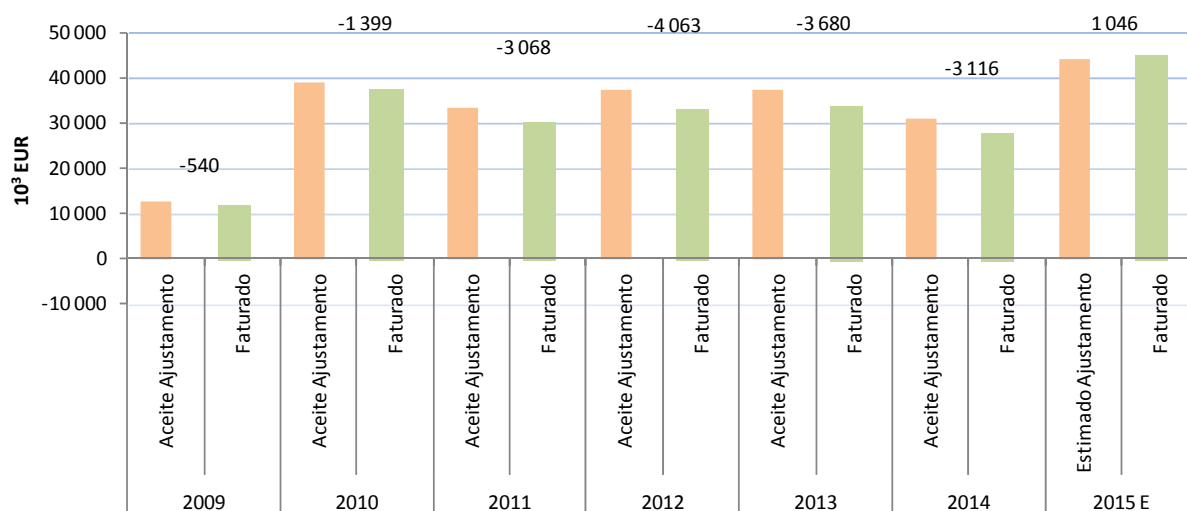
**Figura 3-8 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de URT
(preços correntes)**



A análise conjunta das Figura 3-7 e Figura 3-8 evidencia que os desvios ocorridos anualmente na atividade de URT não se devem a desvios de custos.

A Figura 3-9 apresenta a evolução dos desvios apurados da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN (UGS), do Operador da Rede de Transporte, a preços correntes.

**Figura 3-9 - Análise de desvios na atividade de UGS
(preços correntes)**



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

A atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema através das várias parcelas da tarifa de Uso Global do Sistema, recupera não só os proveitos da própria atividade, como também algumas parcelas dos proveitos de outras atividades, que de acordo com o enquadramento definido na regulamentação do setor do gás natural, são recuperados pelas tarifas de UGS praticada pelo ORT, e posteriormente transferidas para os operadores das atividades às quais pertencem. Assim, no âmbito da tarifa de UGS são recuperados os seguintes proveitos de outros operadores:

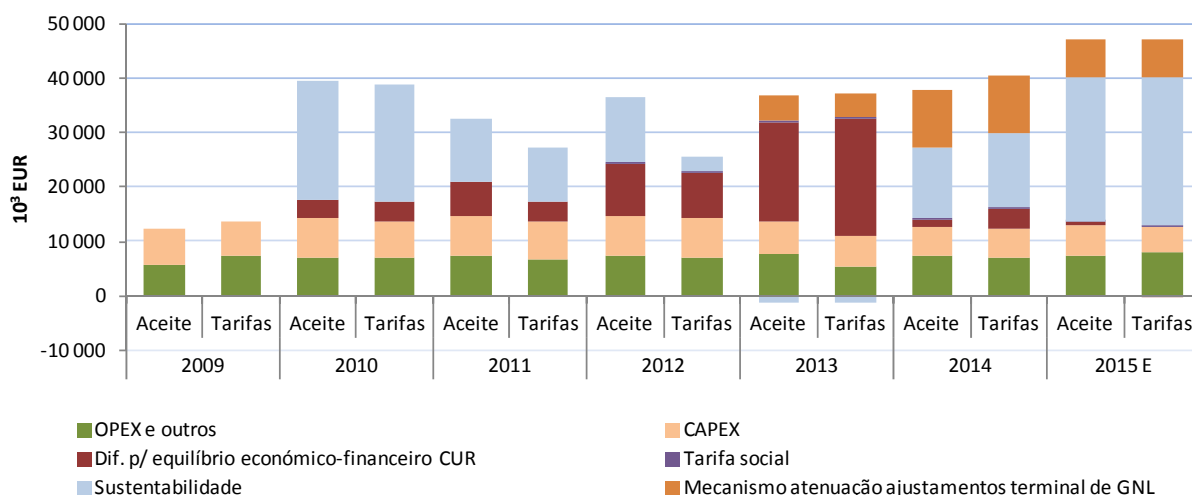
- Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas;
- Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados;
- Custos associados ao Gestor Logístico das UAG's, do comercializador de último recurso grossista;
- Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL.

A inversão da tendência do sentido dos ajustamentos, estimada para 2015, deve-se essencialmente ao aumento do volume da faturação superior ao aumento do volume dos custos da atividade. Na base deverão estar fatores relacionados com a estrutura das diferentes parcelas da tarifa de UGS.

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 em ajustamentos, da atividade de UGS, a preços correntes.

Verifica-se que ao nível do OPEX e do CAPEX não ocorrem grandes diferenças entre os proveitos permitidos previstos (Tarifas) e os proveitos permitidos definitivos (Aceite) nos ajustamentos de cada um dos anos.

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



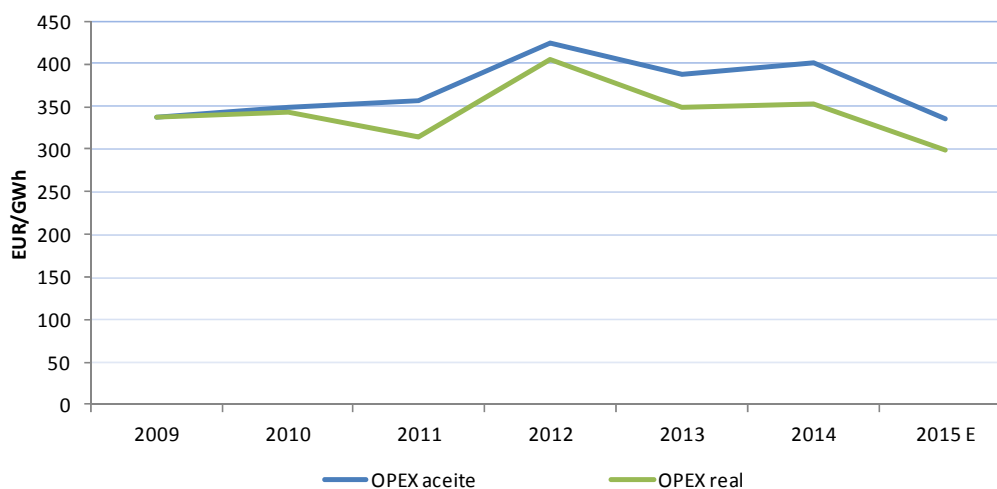
No caso do OPEX da atividade de UGS é aplicado um mecanismo de custos aceites em base anual. Ao nível do OPEX estão considerados os custos com a ERSE. Verifica-se que o OPEX registou alguma estabilidade. O valor do CAPEX mantém-se também estável ao longo do período em análise sendo aplicada uma metodologia de regulação do tipo *rate of return* (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). A partir de 2010 a atividade de UGS passou a recuperar os custos dos ajustamentos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso e 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 passou igualmente a incorporar os custos com o financiamento da tarifa social e desde 2013 incorpora os custos com o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários do operador do Terminal de GNL.

3.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVERS DE CUSTO

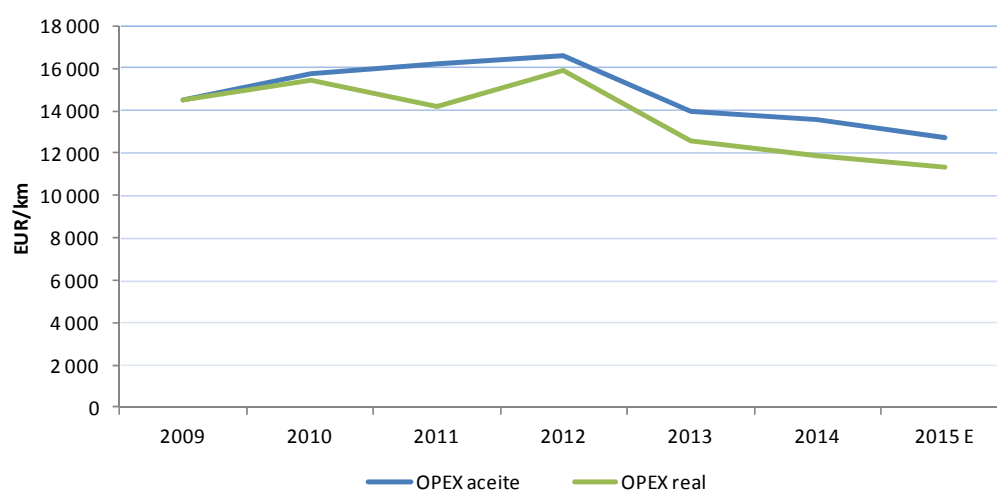
As Figura 3-11 e Figura 3-12 apresentam a evolução do OPEX por energia transportada e por km de rede ¹⁷ da atividade de URT.

¹⁷ Dois dos indutores de custos considerados na metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX.

**Figura 3-11 - Custos unitários por energia transportada
(preços constantes 2016)**



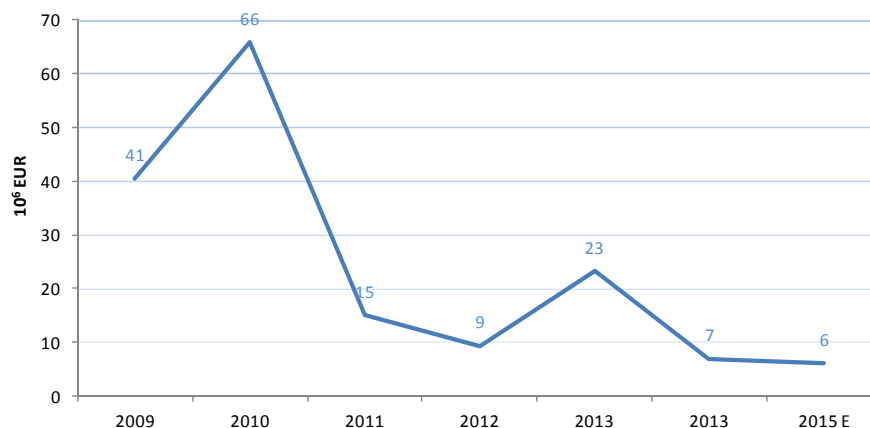
**Figura 3-12 - Custos unitários por km de rede
(preços constantes 2016)**



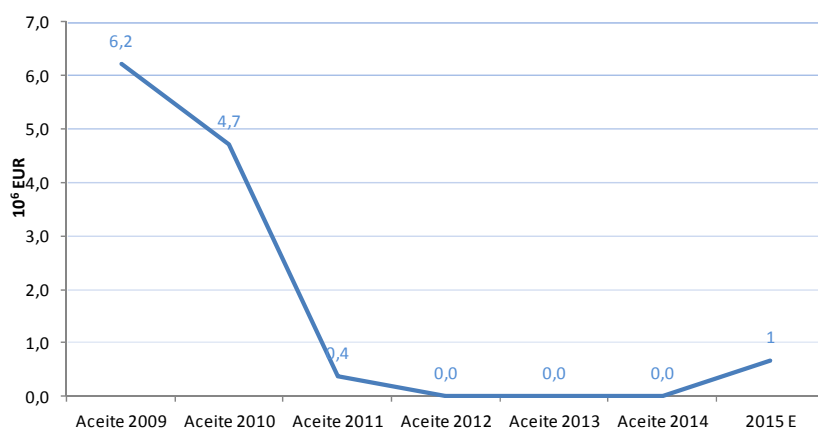
Verifica-se que desde 2011, os custos unitários reais quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, são inferiores ao proveito permitido unitário (OPEX aceite), apresentando desde 2013 um maior distanciamento. Nota-se, também, uma tendência de diminuição, quer dos custos reais, quer dos proveitos permitidos, mais notória na Figura 3-12, tendo em conta que os quilómetros de rede têm-se mantido constantes nos últimos três anos.

O distanciamento entre os custos reais e os proveitos permitidos deverá ser tido em conta na revisão das bases de custos a recuperar pelas tarifas no período regulatório a iniciar em 1 de julho de 2016.

3.2.3 INVESTIMENTO

Figura 3-13 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de URT

A Figura 3-13 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de URT. O valor elevado em 2010 resulta do investimento nos gasodutos de Setúbal/Leiria, Leiria/Braga e Campo Maior/Leiria e do investimento na 3ª ligação no troço Mangualde/Guarda. Em 2013, o valor mais elevado de investimento corresponde ao investimento na 3ª ligação no troço Mangualde - Guarda. É espectável que caso avancem os investimentos previsto no PDIRGN 2015, os investimentos voltem a apresentar valores elevados, com destaque para o restante investimento da 3ª interligação Portugal-Espanha.

Figura 3-14 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de UGS

A Figura 3-14 apresenta o comportamento do investimento realizado na atividade de UGS, verificando-se que os valores são relativamente baixos não ocorrendo praticamente investimento nos últimos cinco anos.

3.2.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-15 - Evolução do ativo real na atividade de URT

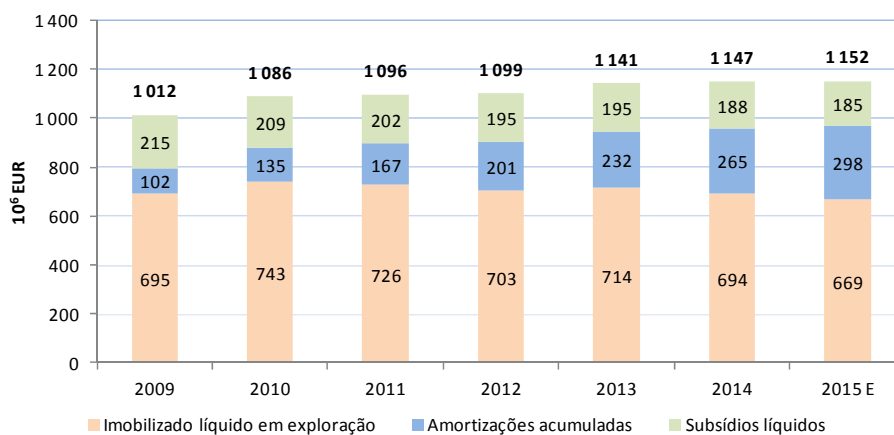
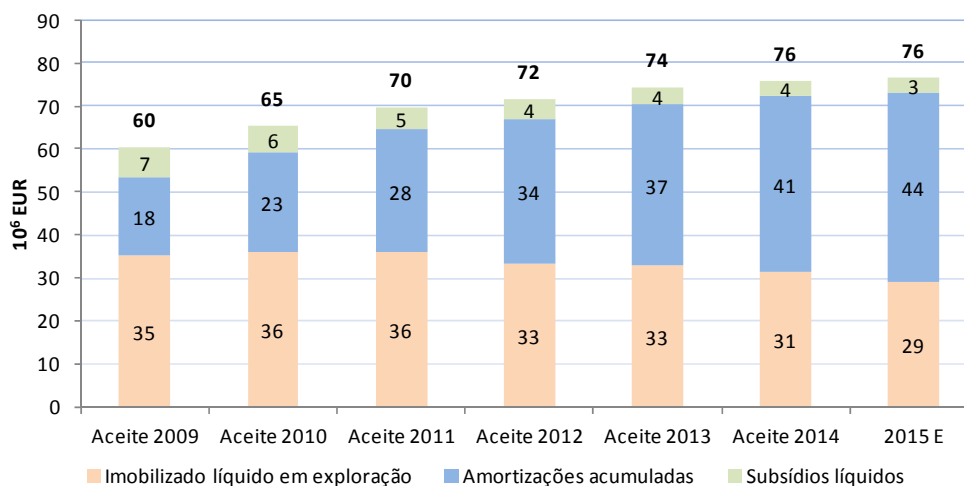


Figura 3-16 - Evolução do ativo real na atividade de UGS



As Figura 3-15 e Figura 3-16 evidenciam a tendência mencionada anteriormente. Registre-se que nas duas atividades do ORT o imobilizado líquido em exploração tem diminuído por via do acréscimo das amortizações não acompanhadas por valores significativos de novos investimentos a entrar em exploração. Nesta análise não se inclui o imobilizado em curso, uma vez que este não é objeto de remuneração de acordo com a regulamentação do setor.

3.3 ATIVIDADE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

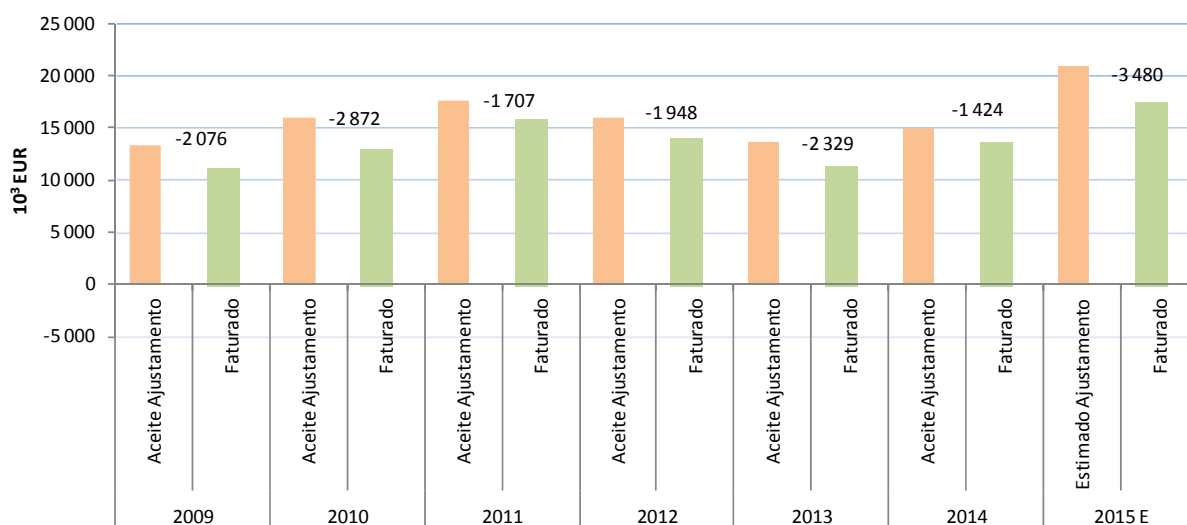
3.3.1 REN ARMAZENAGEM

3.3.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Tal como nos pontos anteriores, este ponto compara os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas¹⁸ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores¹⁹. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)²⁰.

A Figura 3-17 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de Armazenamento Subterrâneo (AS), da REN Armazenagem, a preço correntes. Verifica-se que os proveitos faturados foram sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos (Aceite Ajustamento).

**Figura 3-17 - Análise de desvios da atividade de AS da REN Armazenagem
(preços correntes)**



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

A Figura 3-18 apresenta a evolução dos proveitos permitidos previstos em tarifas (Tarifas) e dos seus valores definitivos (Aceite), da atividade de AS da REN Armazenagem. Verifica-se que, excetuando a

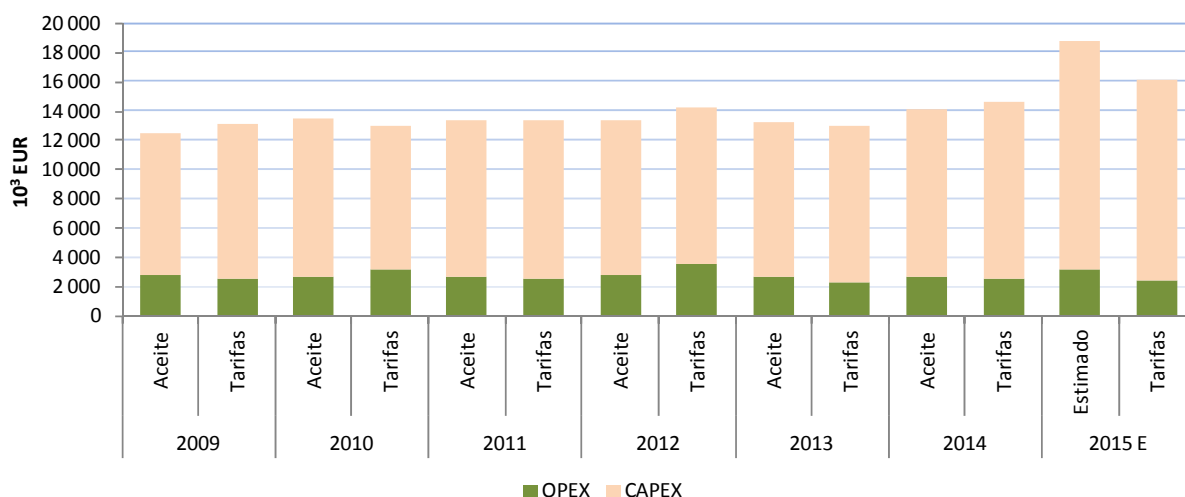
¹⁸ Nos gráficos indicados como Tarifas

¹⁹ Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como Aceite.

²⁰ Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, os quais incluem os proveitos permitidos definitivos do ano e os ajustamentos dos anos anteriores. Nos gráficos indicados como Aceite Ajustamento.

estimativa para 2015, não ocorrem grandes diferenças entre os valores previstos e os valores verificados. A diferença estimada para 2015, ao nível do valor estimado é sobretudo explicada pela incorporação da atividade desenvolvida pela Transgás Armazenagem, na REN Armazenagem, que ocorreu em maio de 2015, através da operação de trespasse parcial anteriormente referida.

Figura 3-18 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de AS da REN Armazenagem (preços correntes)

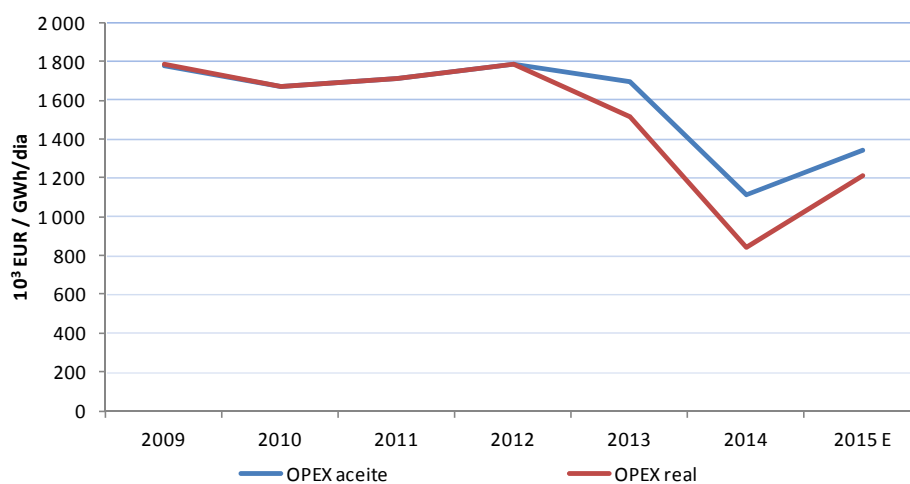


O OPEX da atividade de AS da REN Armazenagem foi regulada até ao final do 1º semestre de 2013 por custos aceites em base anual. Desde o segundo semestre de 2013 a atividade passou a ser regulada por uma metodologia do tipo *price-cap* ao nível do OPEX e do tipo *rate of return* ao nível do CAPEX. Verifica-se que os custos de OPEX apresentam para o período em análise alguma estabilidade. O CAPEX mantém-se estável até 2015, ano em que se estima ocorra um acréscimo, face à incorporação na REN Armazenagem dos ativos trespasados da Transgás Armazenagem.

3.3.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVERS DE CUSTO

A Figura 3-3 apresenta a evolução do OPEX da atividade de AS da REN Armazenagem por capacidade de armazenamento, que constitui, atualmente um dos seus *drivers* de custos. Verifica-se que os custos unitários reais apresentam uma queda acentuada a partir de 2013, altura em que a atividade passou a ser regulada por incentivos. Constatam-se, também, que os proveitos permitidos (OPEX aceite) são superiores aos custos reais da empresa, o que ocorreu sobretudo por via de uma diminuição acentuada de custos reais, ocorrida a partir de 2013.

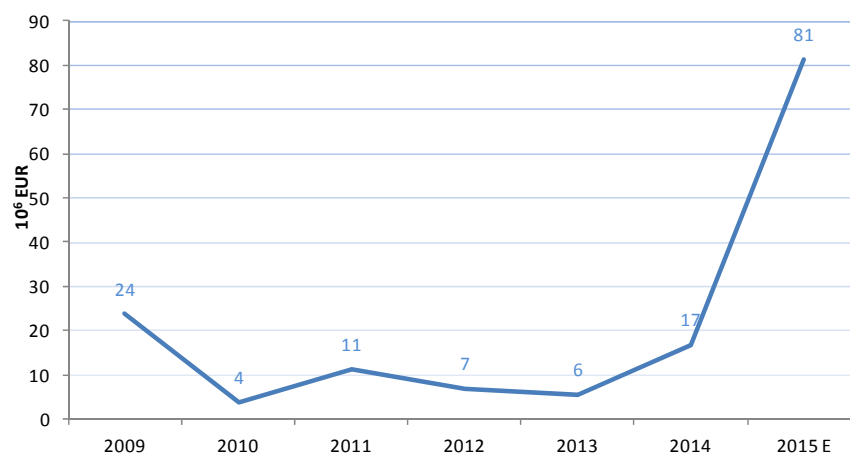
**Figura 3-19 - Custos unitários por capacidade de armazenamento
(preços constantes 2016)**



3.3.1.3 INVESTIMENTO

A Figura 3-20 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem.

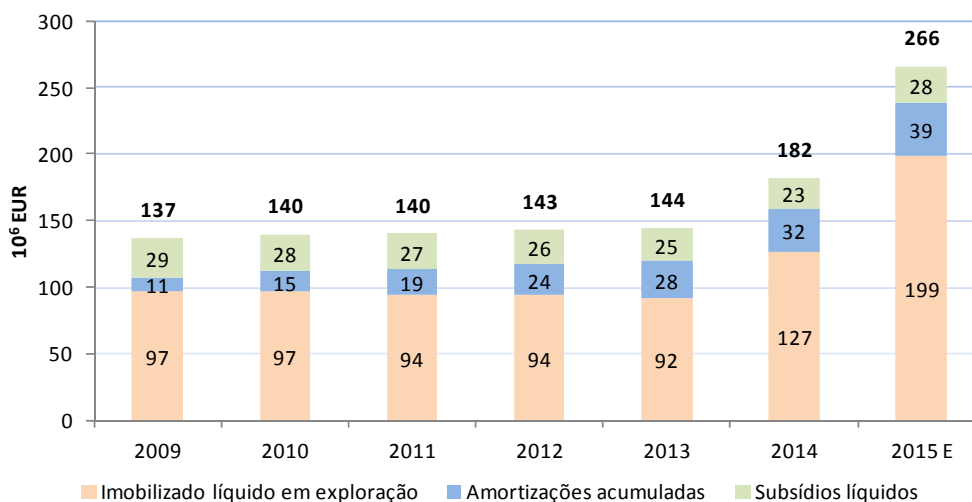
Figura 3-20 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem



O grande aumento ocorrido em 2015 deveu-se essencialmente à transferência dos ativos da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem ao abrigo do contrato de trespasse assinado em 2014 e consubstanciado em maio de 2015.

3.3.1.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-21 - Evolução do ativo real da atividade de AS da REN Armazenagem



A Figura 3-21 evidencia a estabilidade dos ativos da atividade da AS da REN Armazenagem até 2014. A partir dessa data, o imobilizado líquido em exploração apresenta um acréscimo acentuado por via da transferência para exploração da cavidade REN C6, em 2014, e da transferência dos ativos da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem, em 2015, ao abrigo do já referido contrato de trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015.

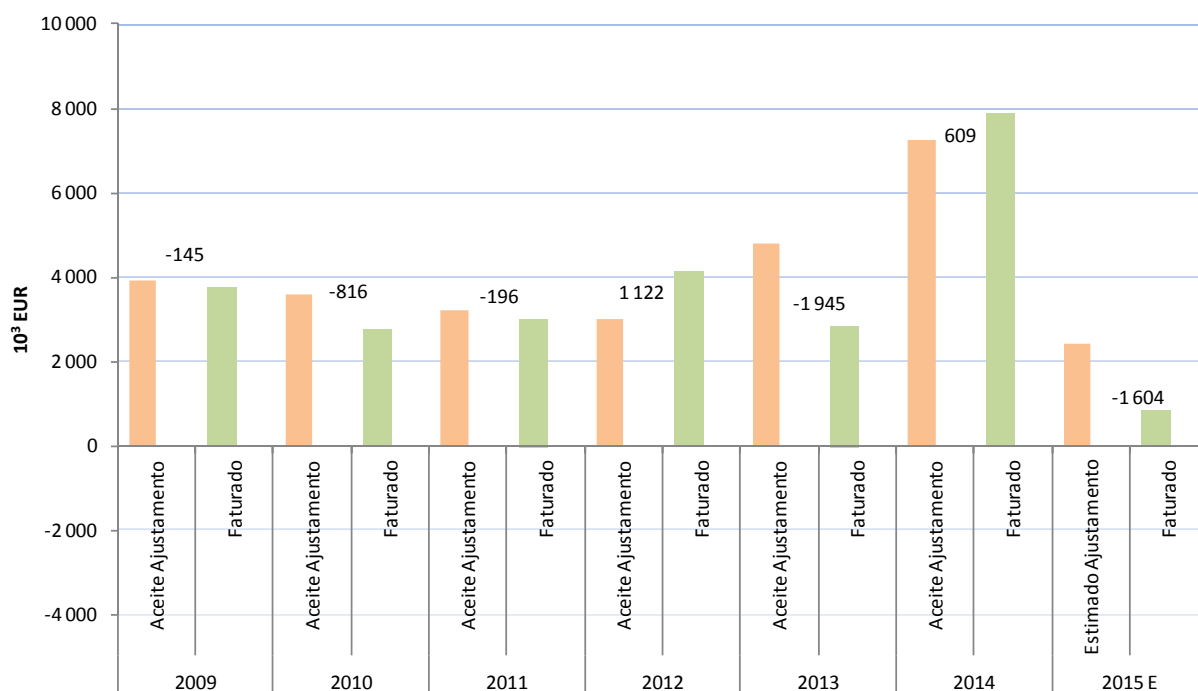
3.3.2 TRANSGÁS ARMAZENAGEM

3.3.2.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

A Figura 3-22 apresenta o apuramento dos desvios da atividade de Armazenamento Subterrâneo, da Transgás Armazenagem, a preço correntes. Verifica-se que excetuando o anos de 2012 e de 2014, os valores faturados foram sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos, com valor dos ajustamentos dos anos anteriores (Aceite ajustamento), gerando ajustamentos a recuperar pela empresa.

Em 2015 a empresa apenas desenvolveu a sua atividade em parte do primeiro semestre uma vez que em maio foi consumada a transferência dos ativos para a REN Armazenagem, na sequência do trespasse parcial da atividade acordado em 2014.

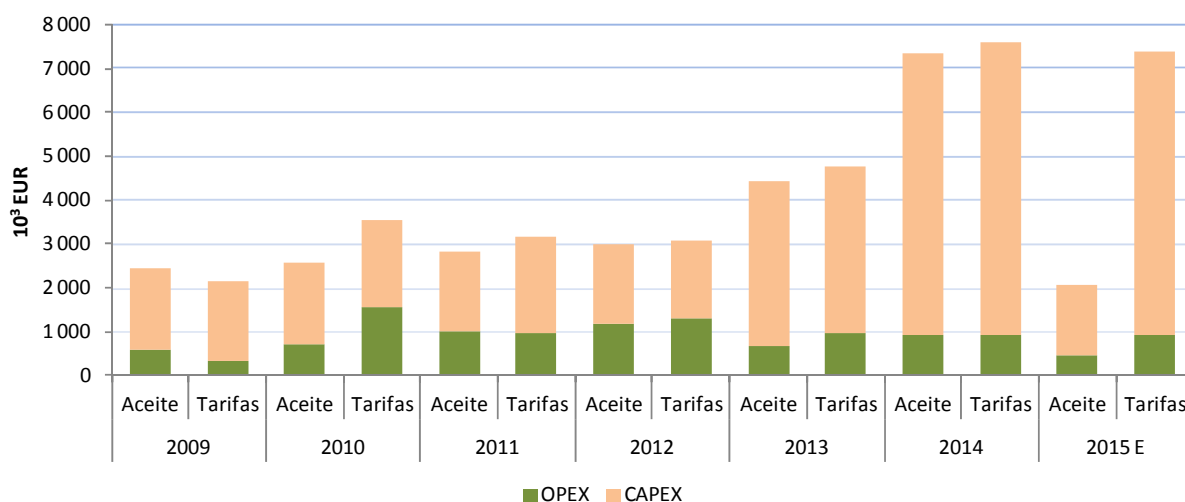
**Figura 3-22 - Análise de desvios da atividade de AS da Transgás Armazenagem
(preços correntes)**



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

A Figura 3-23 apresenta a evolução dos proveitos permitidos previstos (Tarifas) e os proveitos permitidos definitivos (Aceite) da atividade de AS da Transgás Armazenagem. Verifica-se que, excetuando o ano de 2015, pelas razões anteriormente mencionadas, não ocorrem grandes diferenças entre os valores previstos e os valores definitivos.

Figura 3-23 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de AS da Transgás Armazenagem (preços correntes)

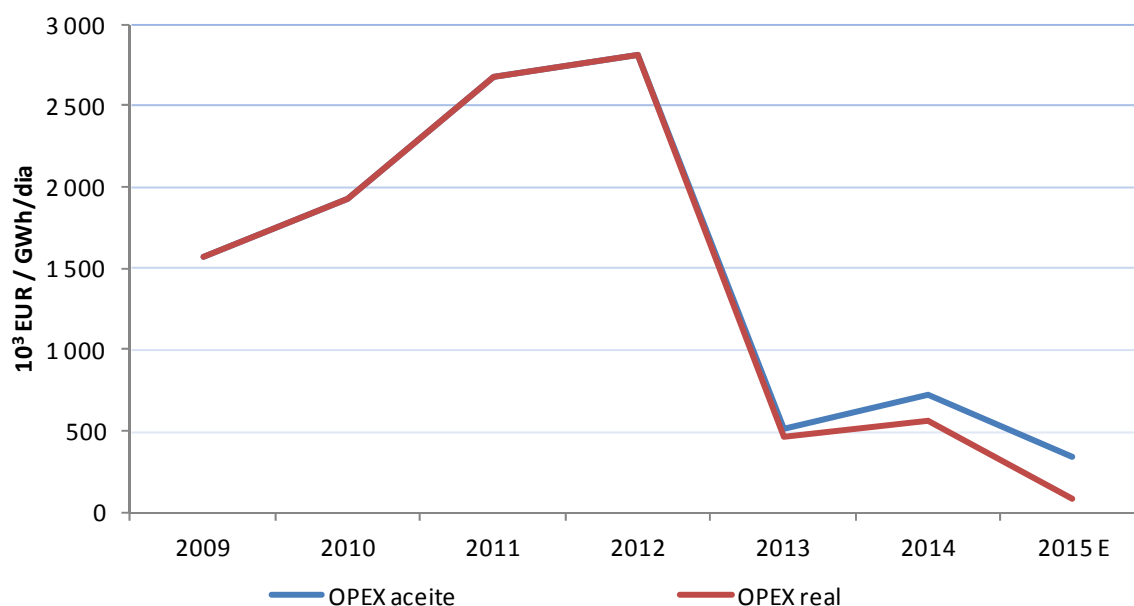


O OPEX da atividade de AS da Transgás Armazenagem foi regulado até 2012 por custos aceites em base anual, passando no segundo semestre de 2013 a ser regulado por uma metodologia do tipo *price cap*. Relativamente ao CAPEX, a regulação baseia-se na aplicação de uma metodologia do tipo *rate of return* mantendo-se o valor estável até 2012. Em 2013 e 2014 com a entrada em exploração da cavidade TGC 2 ocorreu um acréscimo acentuado dos custos com o CAPEX. Os valores aceites em 2015 dizem respeito apenas à atividade das empresas desenvolvida até maio desse ano, altura em que ocorreu a transferência de ativos devido ao contrato de trespasse parcial assinado em 2014.

3.3.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVERS DE CUSTO

A Figura 3-24 apresenta a evolução do OPEX da atividade de AS da Transgás Armazenagem em função dos custos unitários por capacidade de armazenamento.

**Figura 3-24 - Custos unitários por capacidade de armazenamento
(preços constantes 2015)**

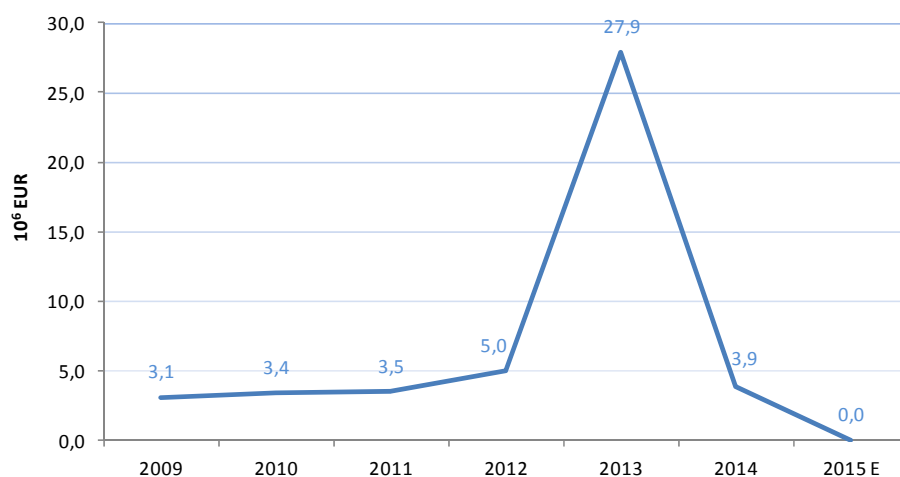


Até 2012 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX da atividade de AS. Verifica-se que os custos unitários reais por capacidade de armazenamento apresentam um crescimento até 2012. A partir de 2013 os custos unitários decresceram acentuadamente, o que se deve ao efeito de redução dos custos reais e sobretudo pelo aumento da capacidade armazenada face à entrada em exploração da cavidade TGC 2. Nos últimos anos, os proveitos permitidos (OPEX aceite) foram superiores aos custos reais da empresa. Em 2015, os valores referem-se apenas ao primeiro semestre do ano, pelos motivos já expostos.

A Figura 3-25 apresenta a evolução dos investimentos a custos reais da atividade de AS da Transgás Armazenagem. O valor de 2013 corresponde ao investimento efetuado na cavidade TGC 2.

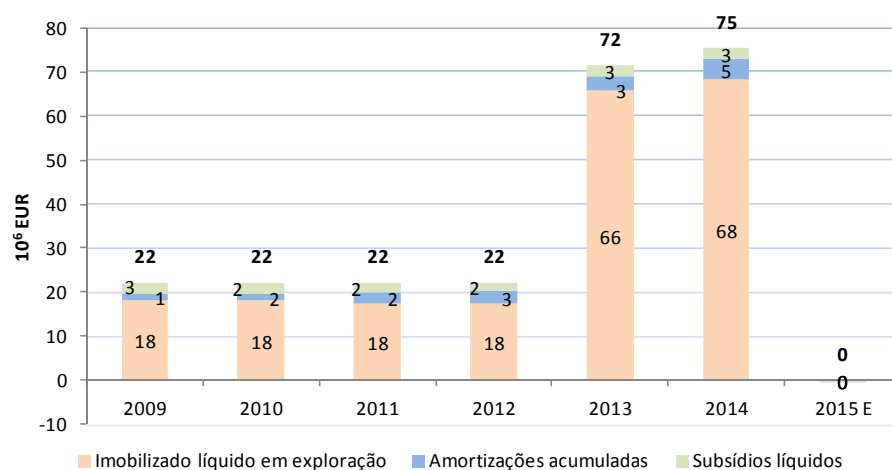
3.3.2.3 INVESTIMENTO

Figura 3-25 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da Transgás Armazenagem



3.3.2.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-26 - Evolução do ativo real da atividade de AS da Transgás Armazenagem



A Figura 3-26 evidencia a estabilidade dos ativos da atividade da AS da Transgás Armazenagem até 2012. Em 2013 entrou em exploração a cavidade TGC 2. Em 2015 os ativos da Transgás Armazenagem foram adquiridos pela REN Armazenagem, como anteriormente referido.

4 ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 ANÁLISE GLOBAL

4.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Tal como nos pontos anteriores, este primeiro subcapítulo compara os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas²¹ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores²². Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)²³.

A Figura 4-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos²⁴ (a preço correntes) dos 11 operadores de rede de distribuição, excluindo o efeito dos ajustamentos e da reposição gradual da neutralidade financeira.

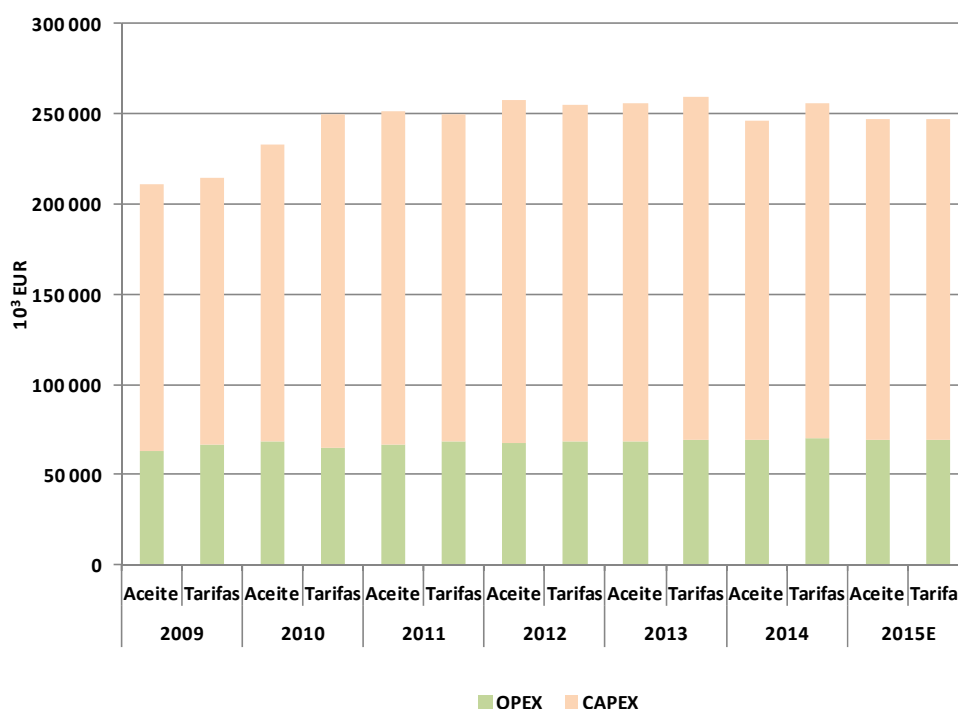
²¹ Nos gráficos indicados como Tarifas

²² Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como Aceite.

²³ Valores calculados para apuramento do desvio dos proveitos permitidos da atividade, os quais incluem os permitidos definitivos do ano e os ajustamentos dos anos anteriores. Nos gráficos indicados como Aceite Ajustamento.

²⁴ Nesta análise não aparece o valor das compensações tarifárias, pois no somatório dos 11 ORD aquele valor anula-se. Estes valores serão visíveis aquando da análise por empresa.

**Figura 4-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 ORD
(preços correntes)**



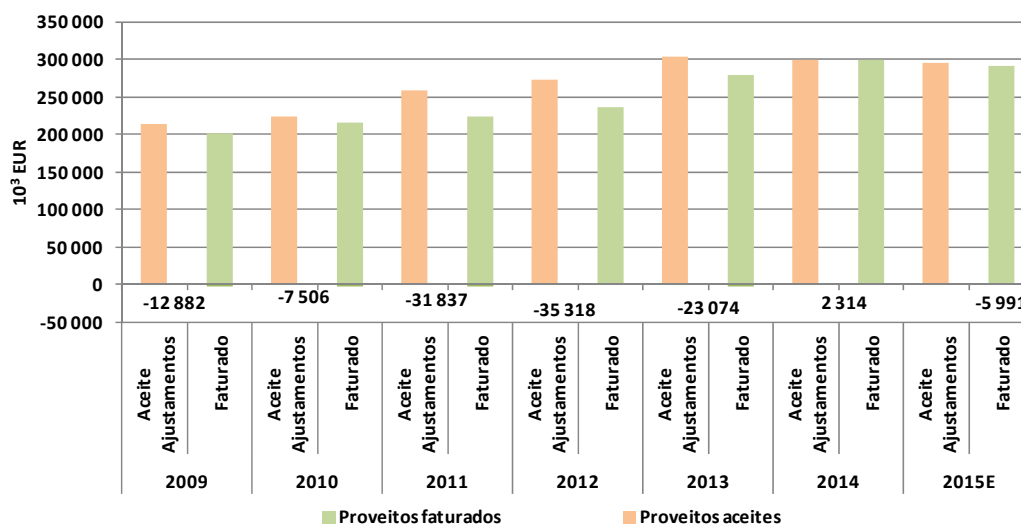
Constata-se pela análise da figura que os proveitos permitidos não têm sofrido grandes alterações ao longo dos anos, excetuando o ano de 2010. Denota-se que em sede de cálculo de tarifas os proveitos previstos são, excetuando o ano de 2010, superiores aos valores definitivos. Em 2009 e 2010 estas diferenças justificam-se, por revisões efetuadas em sede de ajustamentos, dos custos unitários por ponto de abastecimento. Face ao modelo de regulação aplicado desde o ano gás 2010-2011, do tipo *price cap*, nos restantes anos estas diferenças justificam-se por desvios de previsões de quantidades em tarifas. No que respeita ao CAPEX, verifica-se que os valores aceites em sede de ajustamentos são, geralmente, superiores aos valores previsionais definidos em tarifas, exceto nos anos de 2010, 2013 e 2014.

Observa-se assim que a estrutura dos proveitos permitidos implícita nas tarifas é diferente da estrutura definitiva considerada nos ajustamentos, designadamente porque: (i) as quantidades previstas são maiores do que as reais – o que amplia o valor previsto dos proveitos permitidos associados ao OPEX considerado em tarifas face ao valor definitivo e (ii) devido à revisão, de um modo geral em baixa, das previsões dos investimentos enviadas pelas empresas – o que reduz o valor definitivo dos proveitos permitidos associados ao CAPEX.

Quando se comparam os proveitos faturados com os proveitos permitidos definitivos (incluindo o efeito dos ajustamentos), tal como se observa na Figura 4-2 verifica-se, na generalidade, a existência de

desvios mais significativos. Ao contrário dos restantes, principalmente associados à evolução dos custos, estes desvios resultarão de desvios nas previsões de faturação.

**Figura 4-2 - Análise de desvios dos 11 ORD
(preços correntes)**

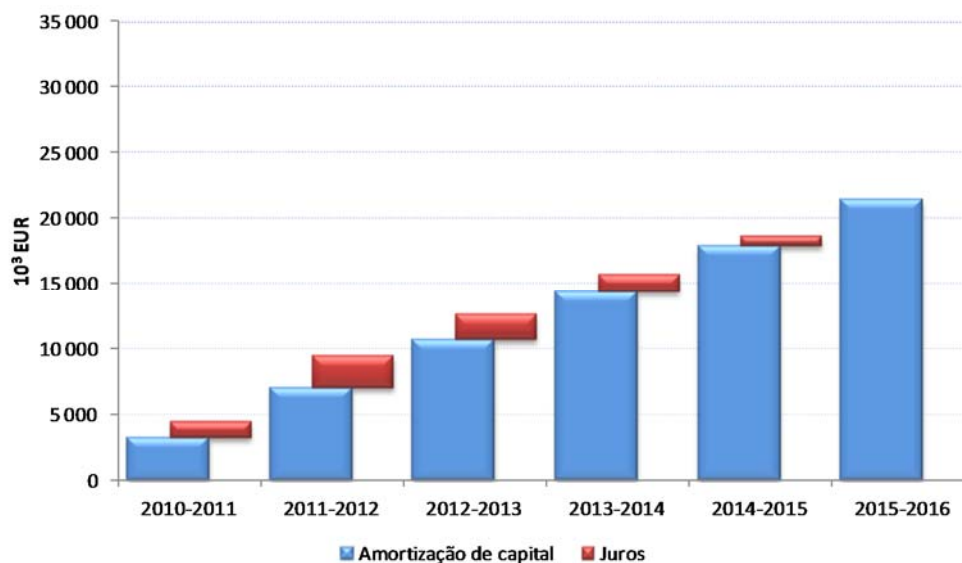


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Verificamos que os desvios em 2014, além de diminuírem substancialmente em valor absoluto, alteraram o sinal, passando a beneficiar os consumidores, o que pode indiciar uma aproximação entre as previsões de faturação e a realidade.

Seguidamente apresenta-se o gráfico associado à reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento dos ORD.

Figura 4-3 - Reposição gradual da neutralidade financeira dos 11 ORD

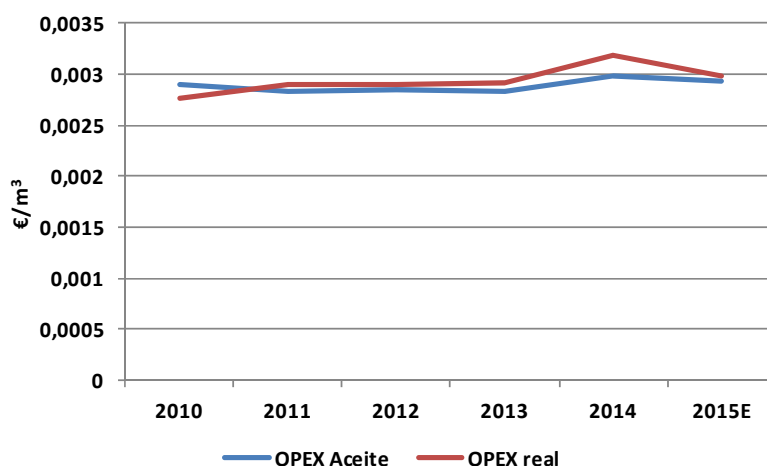


No ano gás 2012-2013, calcularam-se definitivamente os montantes associados à reposição gradual da neutralidade financeira para os próximos anos gás. O ano gás 2015-2016 foi o último ano de recuperação da reposição gradual da neutralidade financeira.

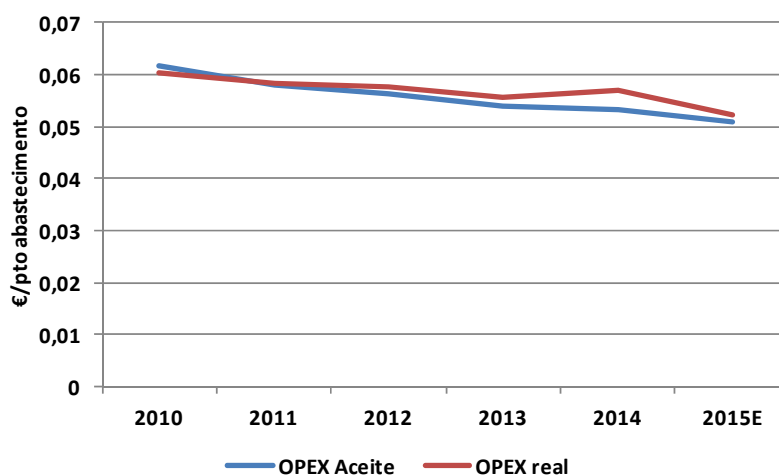
4.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

As figuras seguintes apresentam a evolução do OPEX por energia e por ponto de abastecimento para o universo dos 11 ORD, assim como os respetivos proveitos permitidos definitivos (OPEX Aceite), sendo possível concluir que tem havido por parte dos operadores uma preocupação em atingir as metas de eficiência impostas, com a exceção do ano de 2014.

**Figura 4-4 - Custos unitários por energia distribuída dos 11 ORD
(preços constantes 2016)**



**Figura 4-5 - Custos unitários por ponto de abastecimento dos 11 ORD
(preços constantes 2016)**



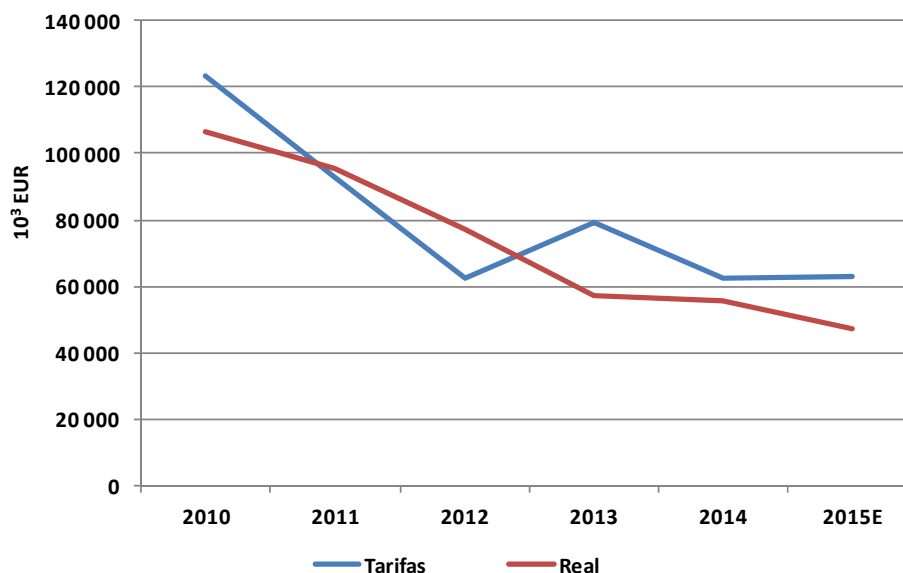
4.1.3 INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

A evolução do investimento dos onze ORD²⁵ é apresentada na figura seguinte, sendo que a comparação é realizada, para cada ano civil, entre o valor aceite para efeitos de cálculo de proveitos previstos para

²⁵ Esta evolução não abrange o ano de 2009, visto que neste ano era usada a metodologia de alisamento de custo com capital que distorcia a comparação com os anos seguintes nos quais se passou a utilizar uma metodologia do tipo *rate of return*

tarifas (Tarifas) e o valor efetivamente realizado. Os valores de investimento analisados correspondem aos valores do 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.

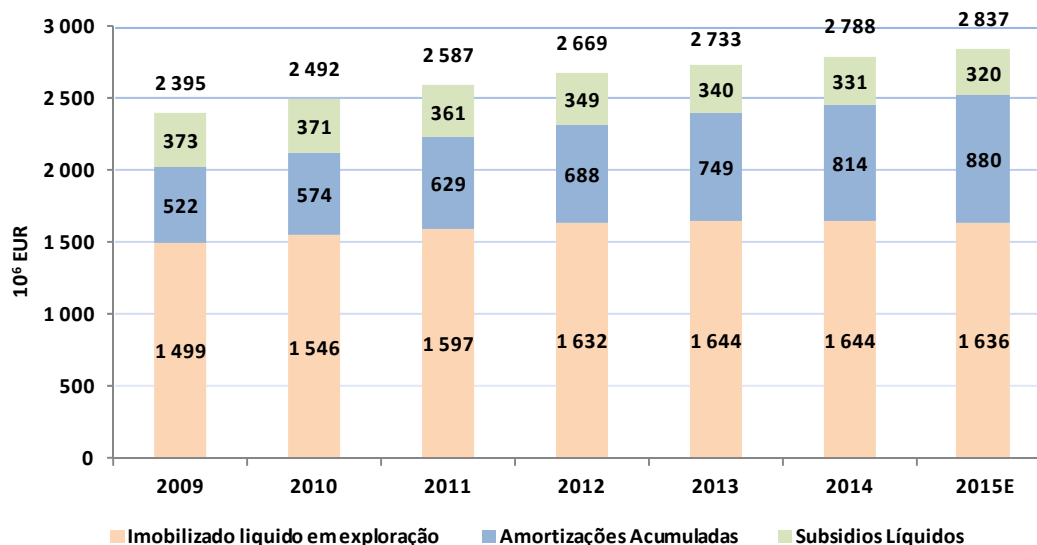
Figura 4-6 - Evolução do imobilizado em exploração dos 11 ORD



No universo dos onze ORD verifica-se um decréscimo do valor real do investimento. Quanto ao investimento previsto, verifica-se um acréscimo de 2012 para 2013, justificado pela previsão de acréscimo na Portgás e Lisboagás e na Sonorgás, neste caso, associada aos novos polos.

Seguidamente apresenta-se a evolução do ativo real dos 11 ORD. Verifica-se o aumento do ativo real, essencialmente pelo acréscimo das amortizações acumuladas.

Figura 4-7 - Evolução do ativo real dos 11 ORD



A avaliação por parte do regulador dos investimentos propostos pelas empresas tem sido uma tarefa necessária, pois verifica-se que os valores previstos pelas empresas em 2010, 2013, 2014 e nas estimativas para 2015 são superiores aos realmente ocorridos.

De salientar que se pretende que haja do lado dos operadores uma maior preocupação na realização das suas previsões de investimento.

4.2 ANÁLISE POR EMPRESA

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

4.2.1 LISBOAGÁS

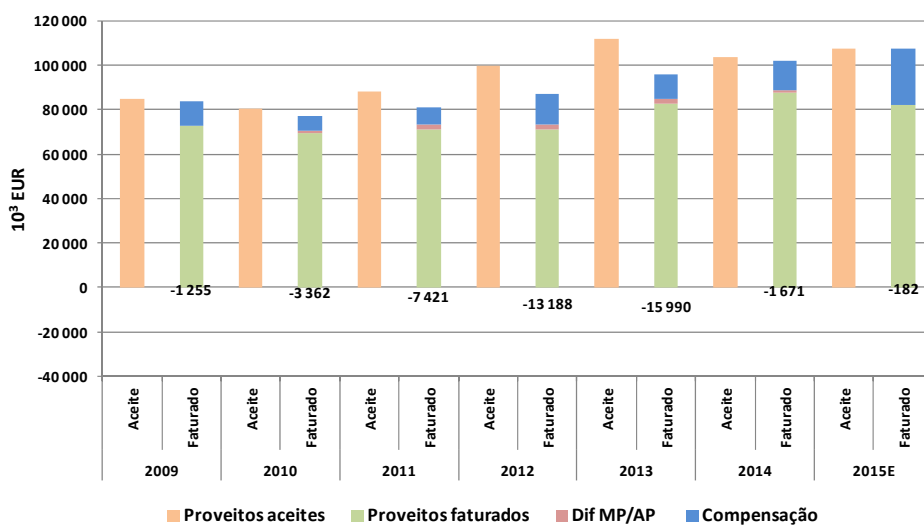
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Pela análise das figuras seguintes verifica-se uma evolução estável do OPEX e do CAPEX, em linha com os proveitos permitidos previstos tarifas (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 inferiores aos permitidos. Em 2014 e na estimativa de 2015, verificamos que os proveitos faturados da empresa, somando-se a compensação, aproximam-se dos proveitos aceites.

**Figura 4-8 - Evolução dos proveitos permitidos da LisboaGás
(preços correntes)**



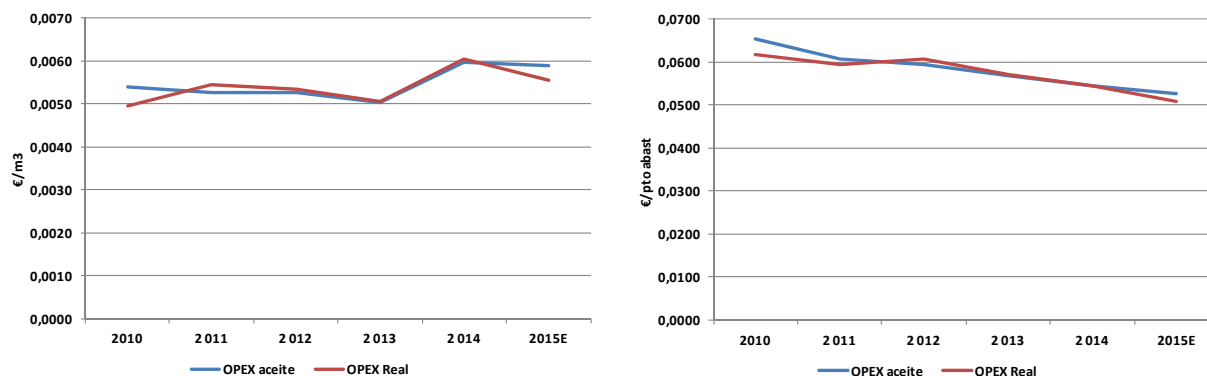
**Figura 4-9 - Análise de desvios da LisboaGás
(preços correntes)**



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

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura 4-10 - OPEX por driver de custo da LisboaGás
(preços constantes de 2016)**

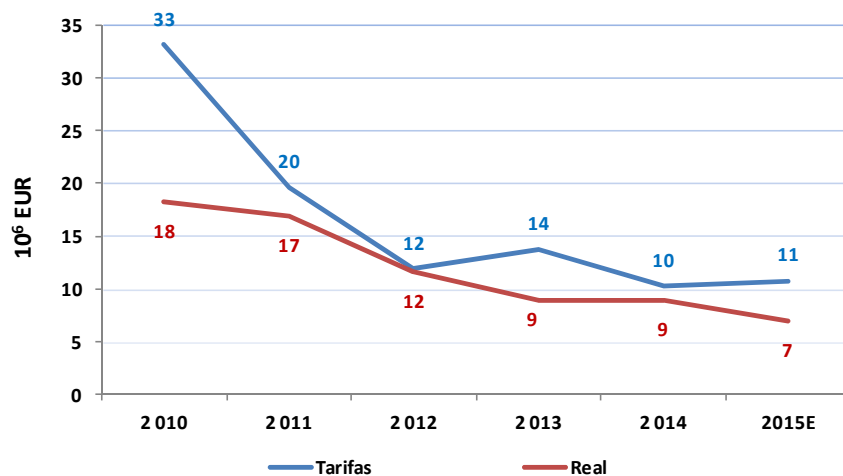


Da análise às figuras acima, verificamos que os proveitos permitidos associados ao (OPEX aceite) e o OPEX real, quer em €/m³ quer em €/ponto de abastecimento são muito semelhantes. A empresa consegue atingir as metas de eficiência impostas pela ERSE, sendo que em 2015 estima-se que a empresa possa apresentar OPEX real inferior aos proveitos permitidos.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

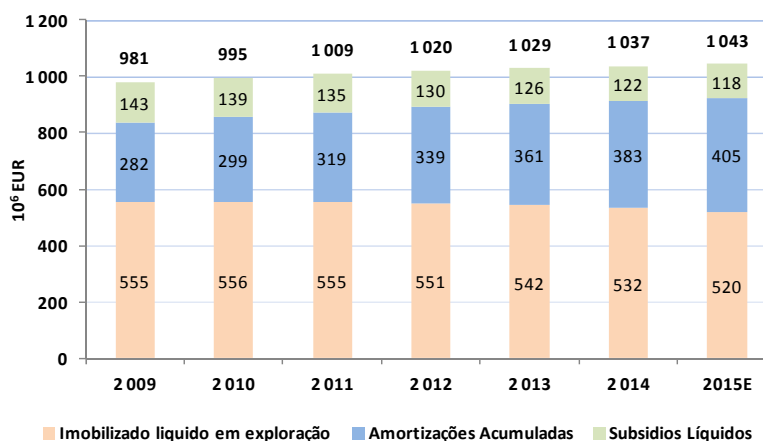
A figura seguinte mostra a evolução do imobilizado que entra em exploração, sendo de referir que o valor previstos (Tarifas) tem sido sempre superior ao valor real.

Figura 4-11 - Evolução do imobilizado em exploração da LisboaGás



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, cerca de -2%, o que indica que o nível de investimento foi inferior às amortizações anuais verificadas, situação visível na Figura 4-12.

Figura 4-12 - Evolução do ativo real da Lisboagás

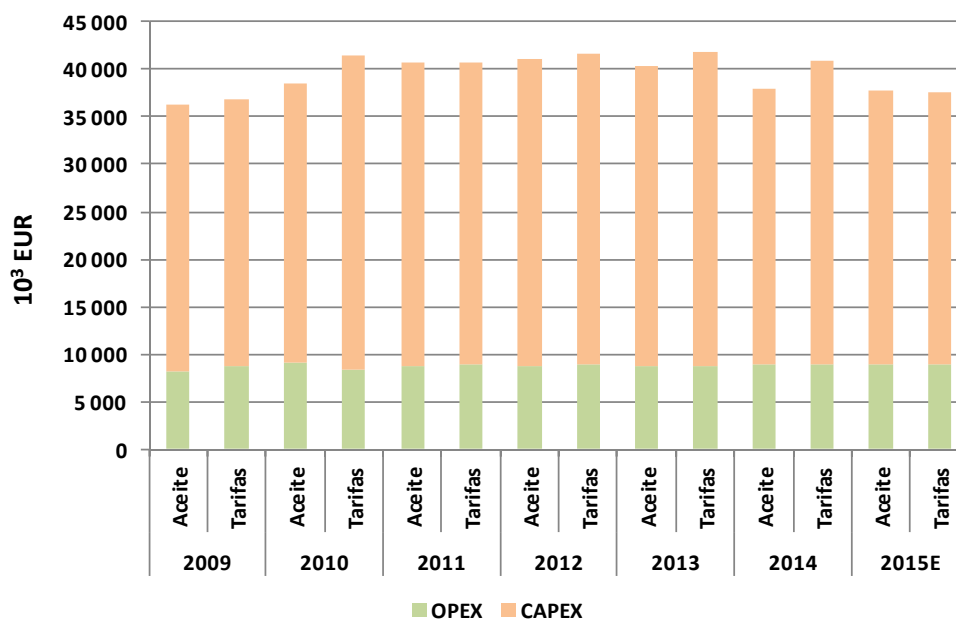


4.2.2 LUSITANIAGÁS

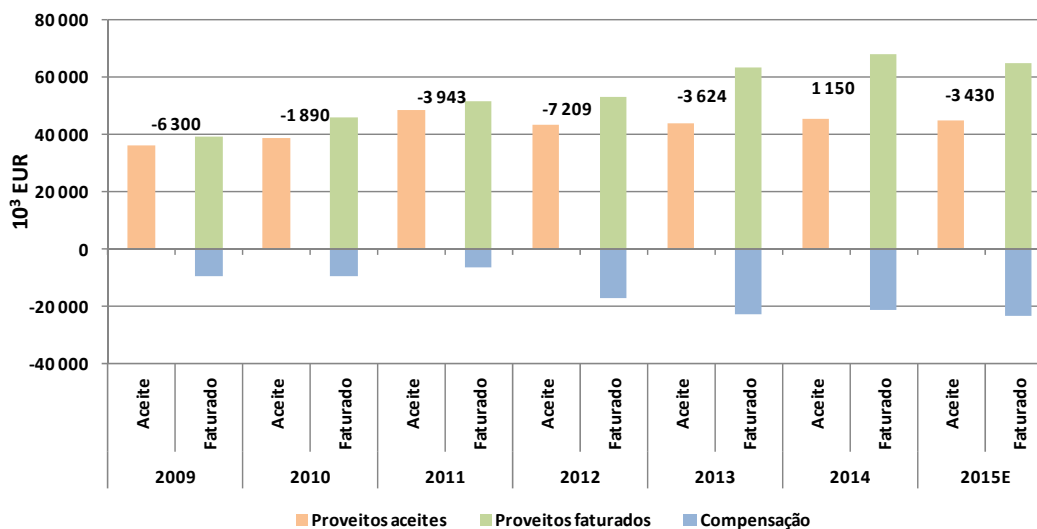
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Verifica-se que os proveitos permitidos definitivos, com ajustamentos de anos anteriores (Aceite) e os valores faturados, a partir de 2013 diferem substancialmente, sendo que a compensação tarifária paga pela Lusitaniagás diminui a diferença entre os proveitos permitidos definitivos e os proveitos faturados. Em 2014 contata-se que o ajustamento, habitualmente de elevado valor e negativo, passa a ser positivo diminuindo o seu valor.

**Figura 4-13 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás
(preços correntes)**



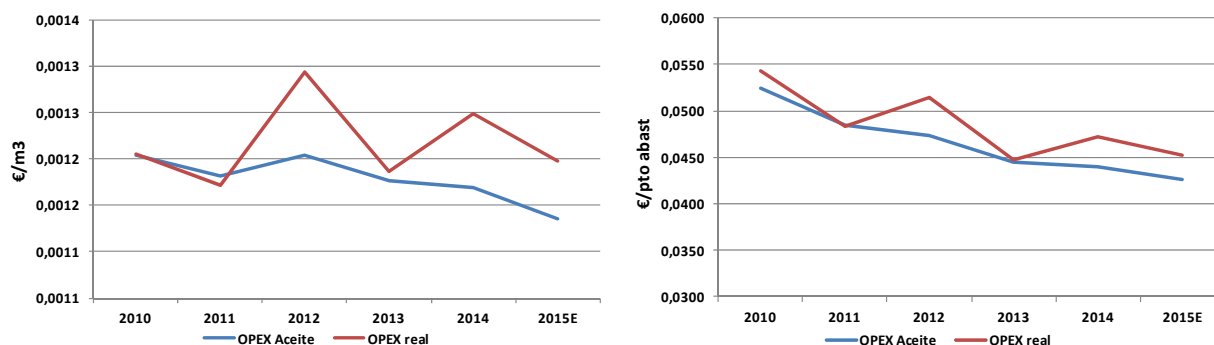
**Figura 4-14 - Análise de desvios da Lusitaniagás
(preços correntes)**



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

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura 4-15 - OPEX por *driver* de custo da Lusitaniagás
(preços constantes de 2016)**



Da análise às figuras acima expostas, constata-se alguma volatilidade entre os proveitos permitidos associados ao OPEX (OPEX aceite) e o OPEX real. Nos anos de 2011 e 2013 o OPEX real aproximou-se dos proveitos permitidos, enquanto nos restantes anos o OPEX real distancia-se, justificado pelos acréscimos de custos da empresa, nomeadamente fornecimentos e serviços externos. A estimativa para 2015 aponta para um decréscimo de custos.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

A figura seguinte mostra a evolução do imobilizado que entra em exploração, sendo de referir que o valor previsto para efeitos tarifários é inferior ao valor real verificado em 2012. Nesse ano, o imobilizado entrado em exploração estimado em tarifas foi inferior ao real. Nos anos seguintes há uma aproximação entre os valores reais e os previsionais.

Figura 4-16 - Evolução do imobilizado em exploração da Lusitaniagás

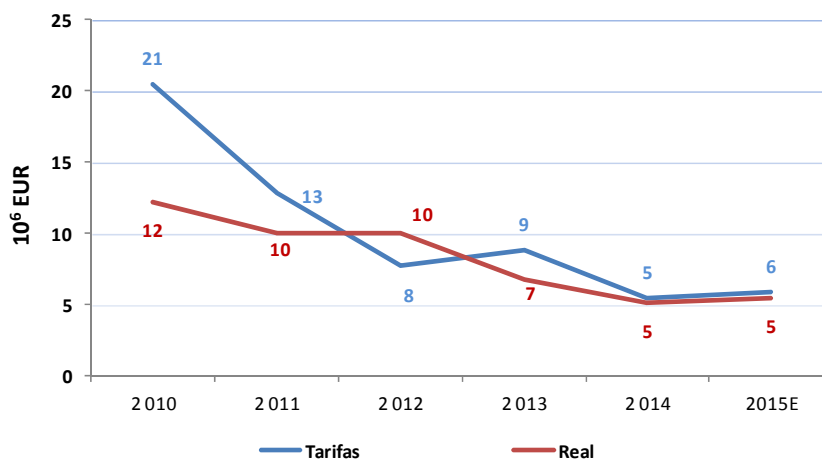
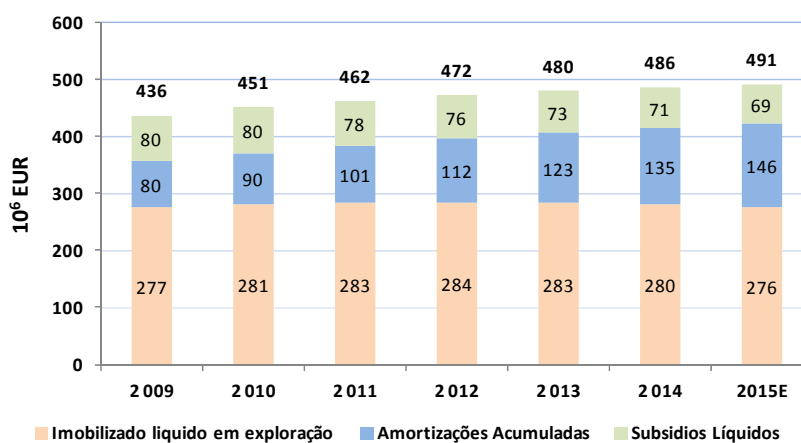


Figura 4-17 - Evolução do ativo real da Lusitaniagás



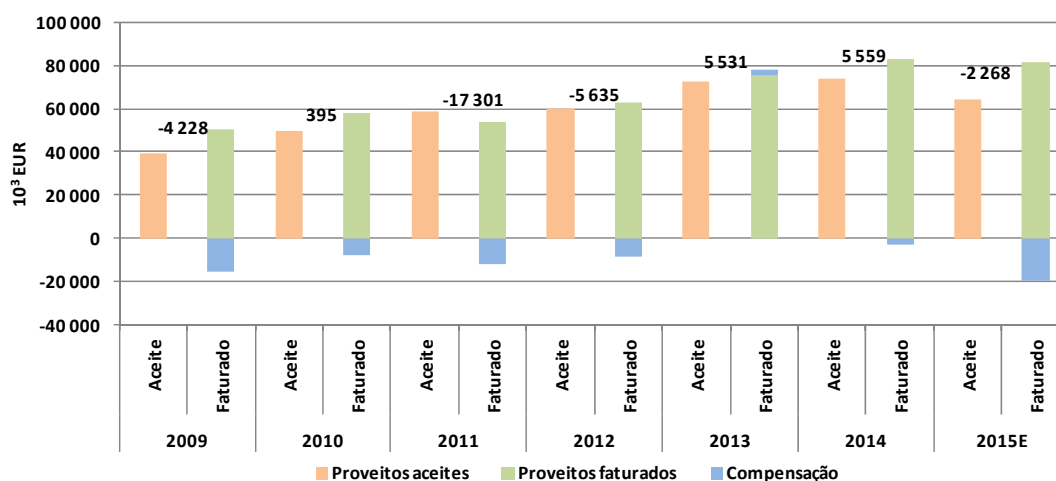
4.2.3 PORTGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 4-18 - Evolução dos proveitos permitidos da Portgás (preços correntes)



Figura 4-19 - Análise de desvios da Portgás (preços correntes)



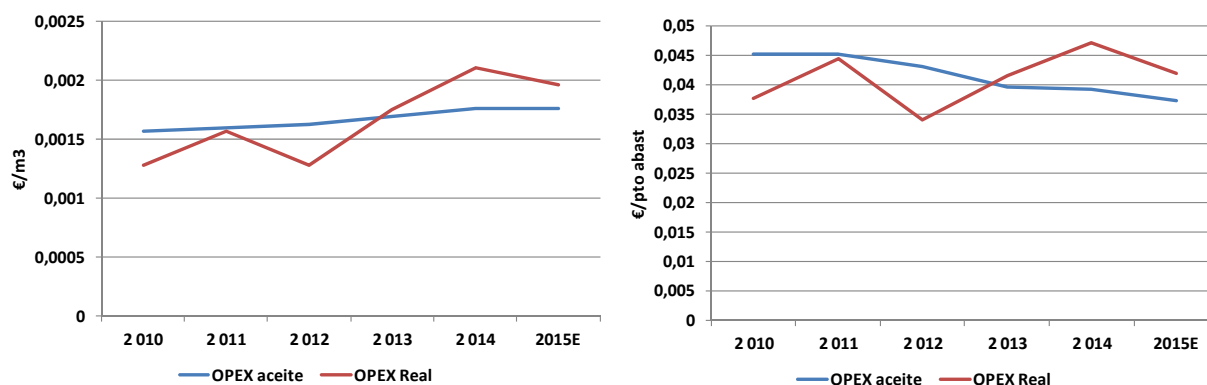
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Podemos constatar que, nos anos analisados, excetuando o ano de 2010, os proveitos permitidos definitivos são superiores aos valores previstos devido à evolução definitiva dos valores do CAPEX. Esse facto tem contribuído para a empresa recuperar valores significativos de ajustamentos em 2009, 2011 e

2012. Em 2013 e 2014, esta tendência inverte-se por a faturação adicionada da compensação tarifária, ter sido superior aos proveitos permitidos definitivos.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura 4-20 - OPEX por *driver* de custo da Portgás
(preços constantes de 2016)**

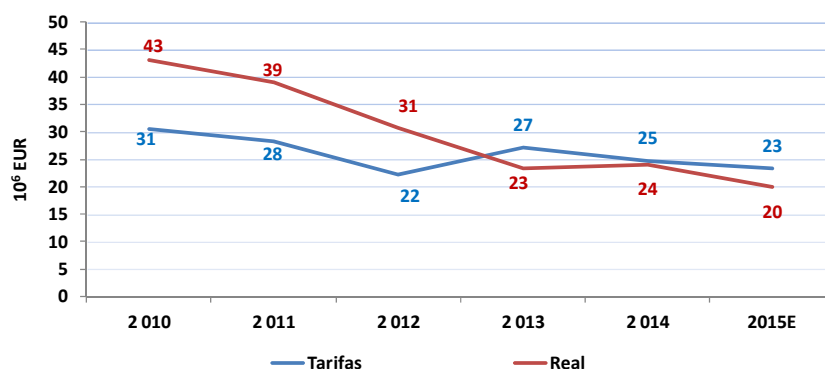


A base de custos definida pelo regulador mantém-se estável no período em análise. Verifica-se que nos anos 2010 a 2012 a empresa teve custos reais inferiores aos proveitos permitidos associados ao OPEX, no entanto nota-se que no ano de 2014 assiste-se a um acréscimo substancial dos custos reais da empresa. Os custos estimados para 2015 são igualmente superiores ao verificado até 2013.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

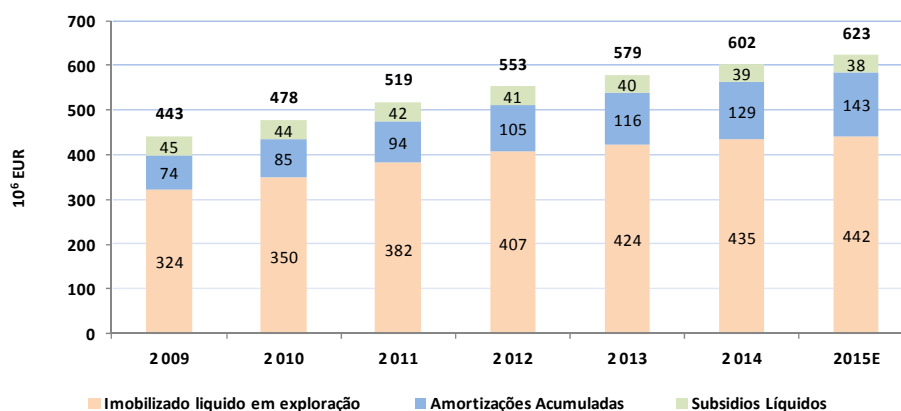
Tal como nos restantes ORD, verifica-se um decréscimo na evolução do imobilizado da Portgás entrado em exploração. A partir de 2013 as previsões e os valores verificados de investimento aproximam-se significativamente.

Figura 4-21 - Evolução do imobilizado em exploração da Portgás



Tal como se pode observar na Figura 4-22, apesar do investimento se reduzir, verifica-se um aumento do imobilizado líquido em exploração, pois o nível de investimento é superior ao necessário para anular o aumento das amortizações acumuladas.

Figura 4-22 - Evolução do ativo real da Portgás

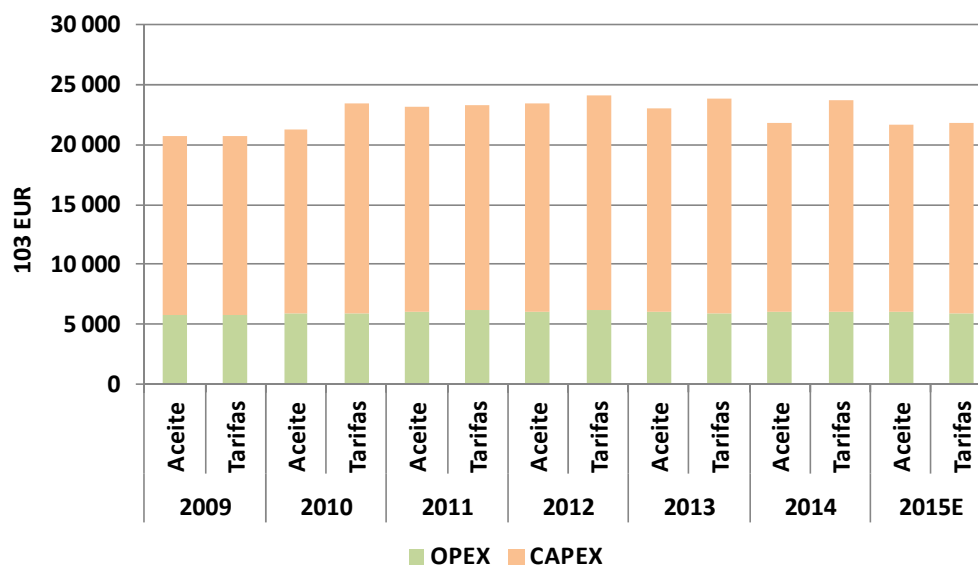


4.2.4 SETGÁS

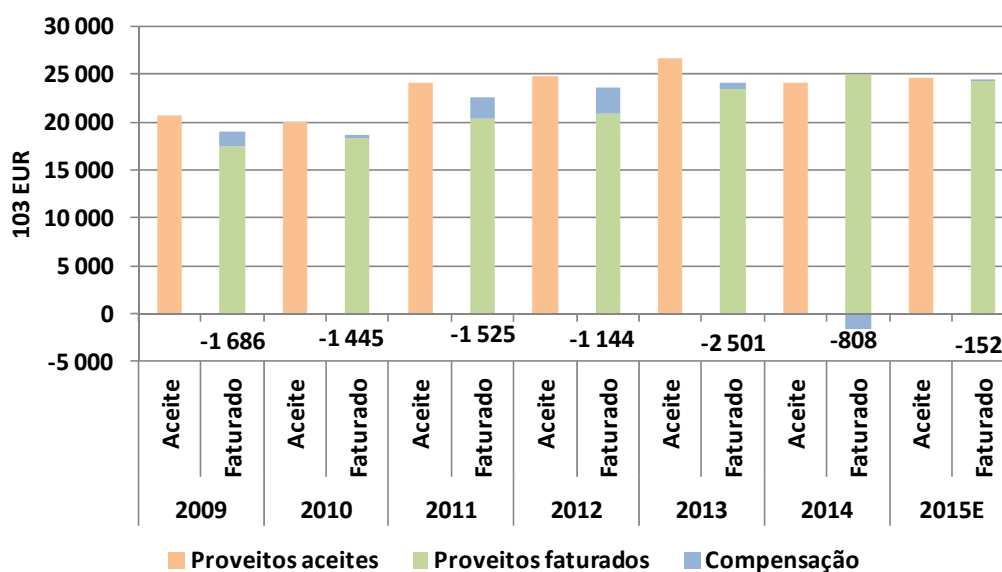
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

A Figura 4-23 e Figura 4-24 evidenciam que tal como para os restantes ORD, no caso da Setgás os proveitos permitidos definitivos (Aceites) e os proveitos permitidos previstos são relativamente próximos. O ano de 2014 constitui uma das principais exceções a esta situação

**Figura 4-23 - Evolução dos proveitos permitidos da Setgás
(preços correntes)**



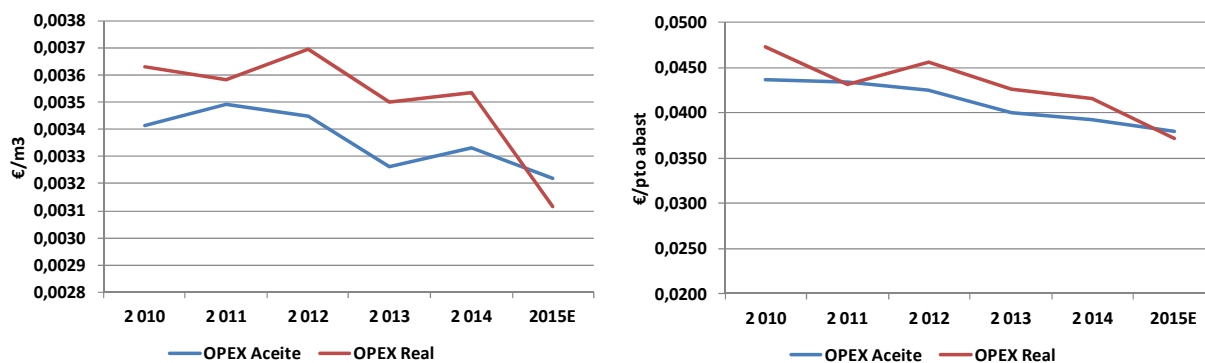
**Figura 4-24 - Análise de desvios da Setgás
(preços correntes)**



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

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura 4-25 - OPEX por driver de custo
(preços constantes de 2016)**



Da análise às figuras acima, constata-se que a empresa tem tido dificuldade em atingir as metas de eficiência definidas pelo regulador. No entanto, as estimativas da empresa para 2015 apontam para um decréscimo acentuado nos custos unitários que se deverá, por um lado, a uma diminuição significativa dos custos e, por outro lado, a um acréscimo de quantidades.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

As figuras abaixo mostram a tendência já evidenciada nas análises anteriores de diminuição do valor do investimento, com uma aproximação entre os valores reais e os valores de tarifas. No entanto, o valor do ativo líquido aumenta, essencialmente devido ao acréscimo das amortizações acumuladas.

Figura 4-26 - Evolução do imobilizado em exploração da Setgás

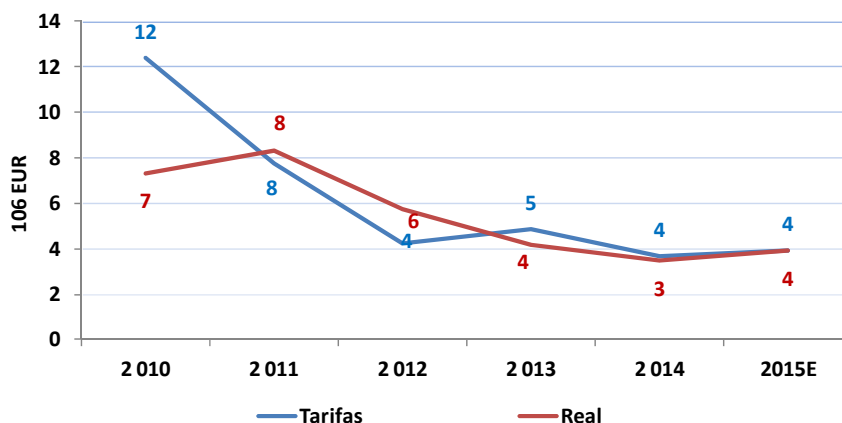
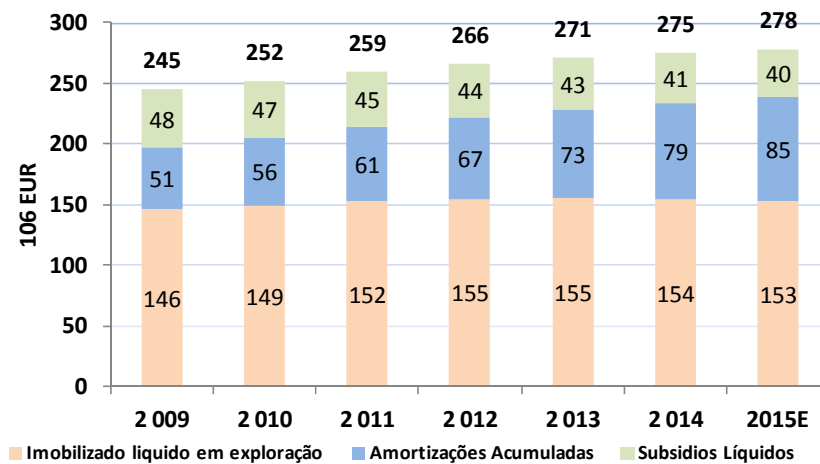


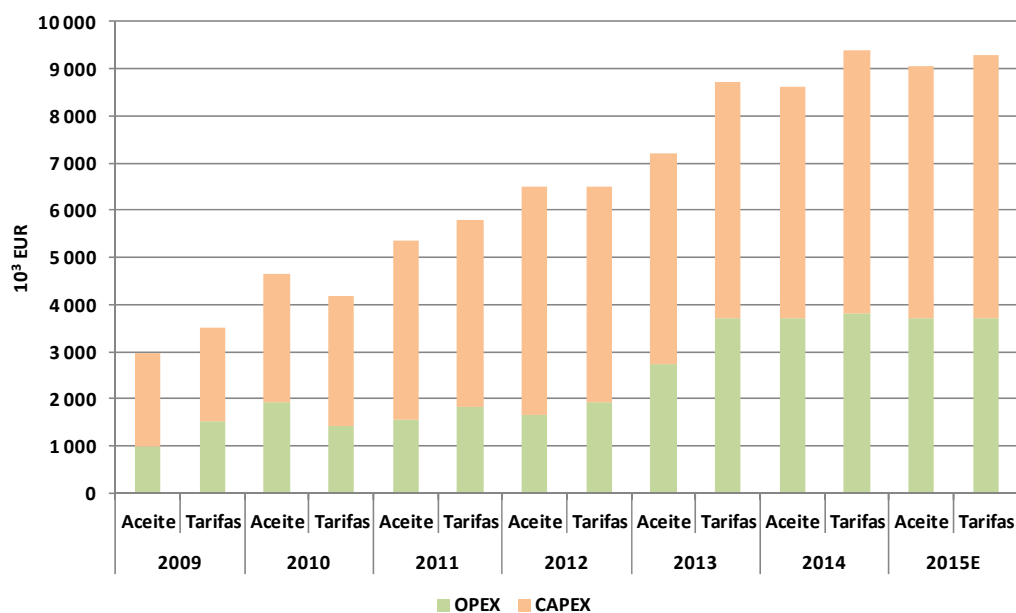
Figura 4-27 - Evolução do ativo real da Setgás



4.2.5 SONORGÁS

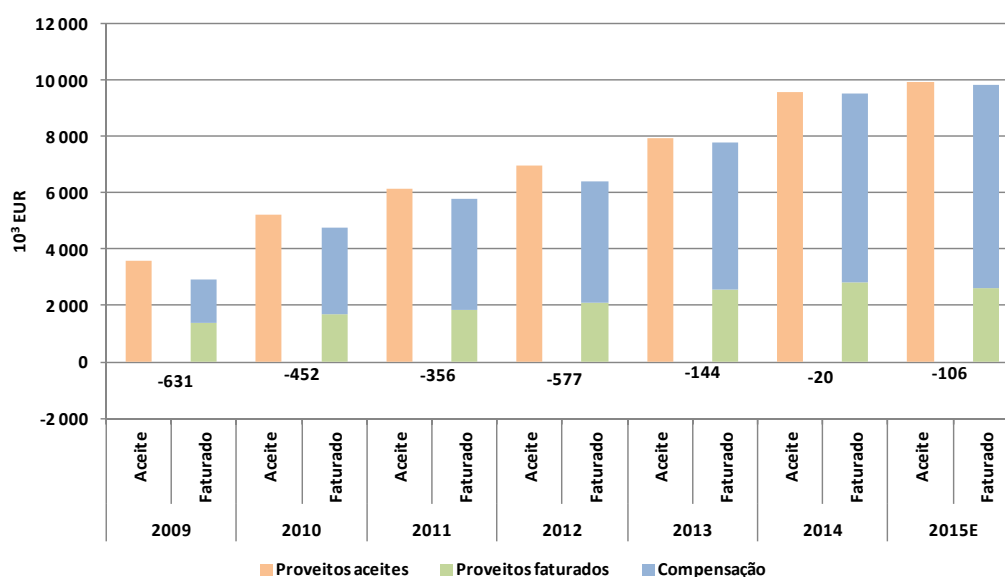
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

**Figura 4-28 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás
(preços correntes)**



No que se refere à Sonorgás, o crescimento acentuado dos proveitos permitidos reflete o facto desta empresa ser uma empresa recente, ainda em desenvolvimento e com índices de crescimento elevados. A Figura 4-28 mostra igualmente que os proveitos permitidos definitivos têm sido inferiores aos previstos

**Figura 4-29 - Análise de desvios da Sonorgás
(preços correntes)**

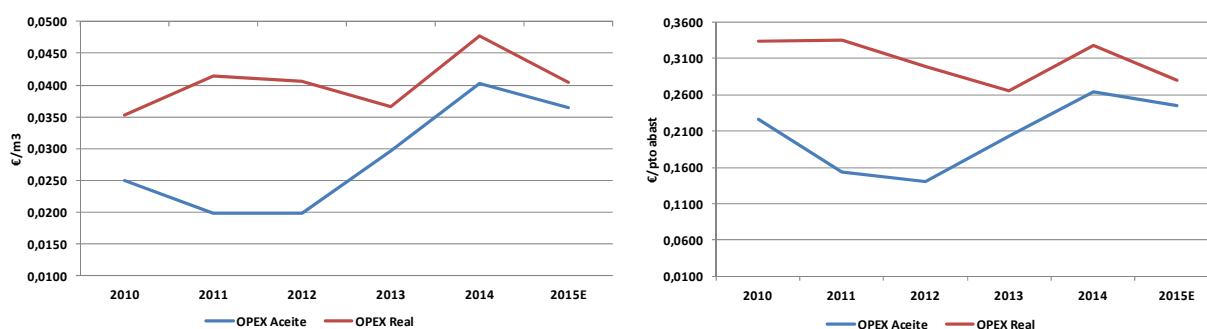


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

A Figura 4-29 mostra que os proveitos permitidos definitivos (Aceite) têm sido superiores aos proveitos faturados e recebidos através das compensações. No entanto, os ajustamentos têm um impacto reduzido.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura 4-30 - OPEX por driver de custo da Sonorgás
(preços constantes de 2016)**



Verifica-se que até 2012, o OPEX da Sonorgás afastava-se significativamente dos proveitos permitidos (OPEX Aceite), o que resultava do facto da repartição de custos entre a atividade de distribuição e de comercialização facultada pela Sonorgás à ERSE para a definição de parâmetros para o período de

regulação anterior (2010/2011-2012/2013) não refletir a verdadeira estrutura de custos da empresa. O reverso desta situação poderá ser observado na análise de desempenho do comercializador de último recurso. A partir desta data denota-se uma aproximação do OPEX da empresa aos proveitos permitidos definitivos (OPEX Aceite).

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 4-31 - Evolução do imobilizado em exploração da Sonorgás

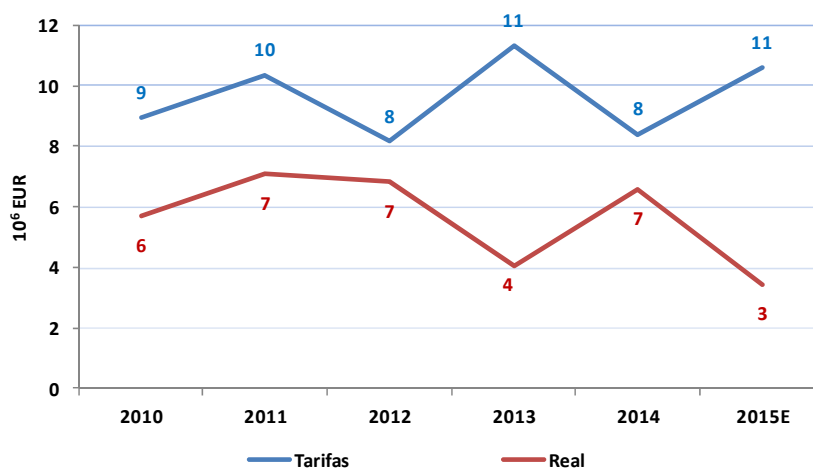
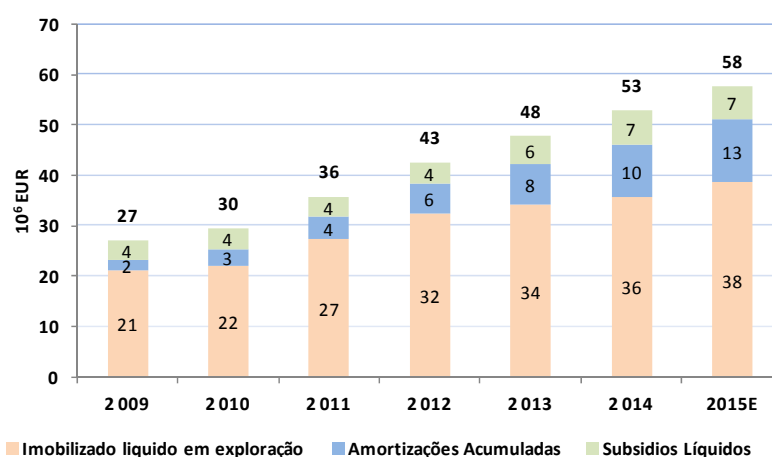


Figura 4-32 - Evolução do ativo real da Sonorgás



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 e crescente dos investimentos.

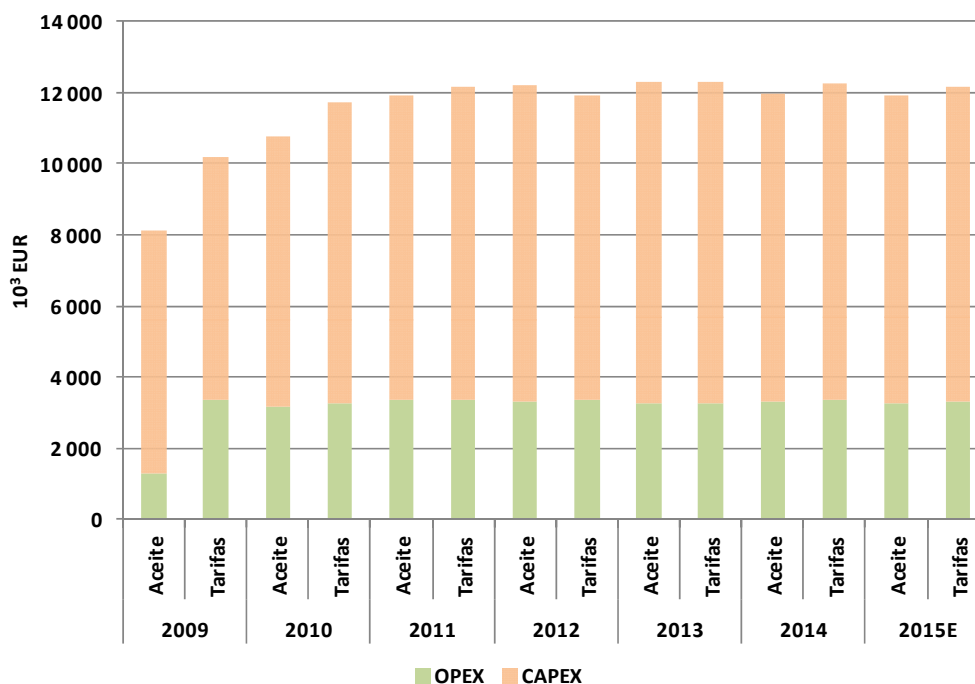
No entanto, também se verifica que a empresa tem feito previsões muito ambiciosas quanto aos investimentos a realiza, sendo estes sistematicamente bastante inferiores aos valores ocorridos. Esta situação, tal como mencionado na análise global, está a ser monitorizada pelo regulador, foi refletida no cálculo tarifário do período regulatório anterior e no próximo período regulatório deverá também ser tida em conta.

4.2.6 TAGUSGÁS

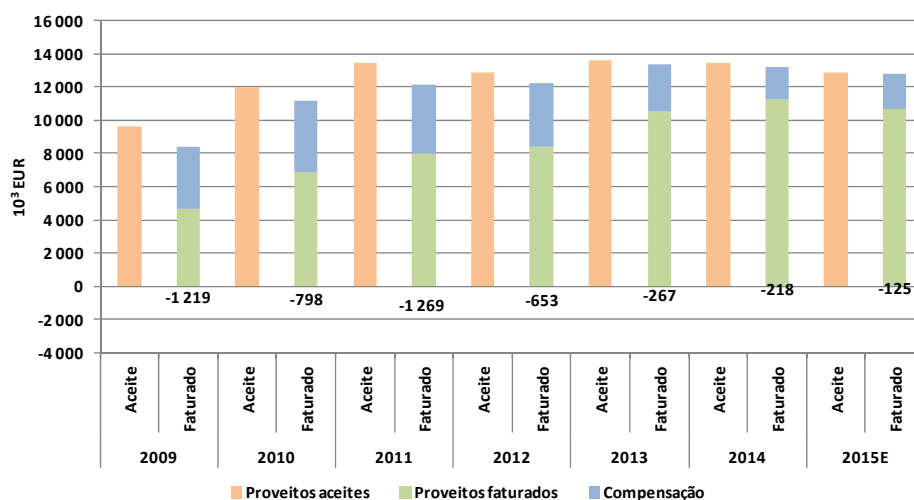
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Pela observação da Figura 4-33 infra, verifica-se que nos últimos anos os proveitos permitidos da Tagusgás têm estabilizado, sendo os valores previstos (Tarifas) muito próximos dos valores definitivos (Aceite). Esta situação e alguma estabilidade que se verifica igualmente ao nível da faturação reflete-se ao nível dos desvios verificados, cujos valores não são muito significativos como mostra a Figura 4-34.

**Figura 4-33 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás
(preços correntes)**



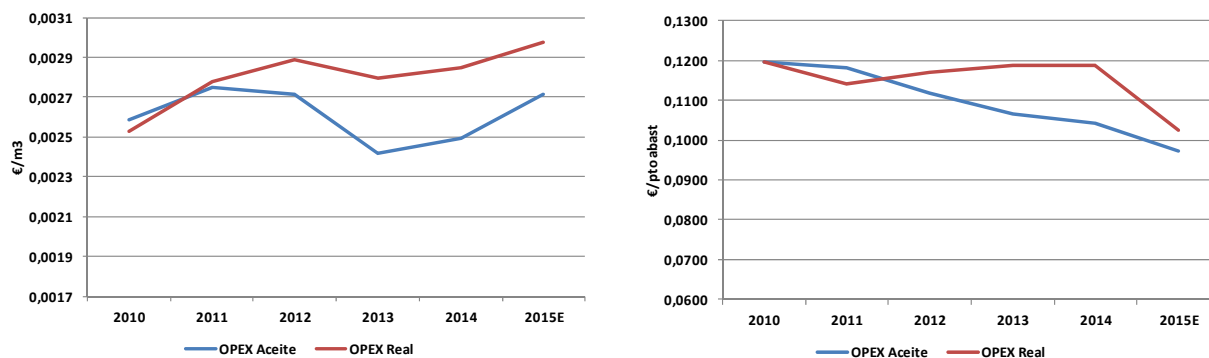
**Figura 4-34 - Análise de desvios da Tagusgás
(preços correntes)**



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

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

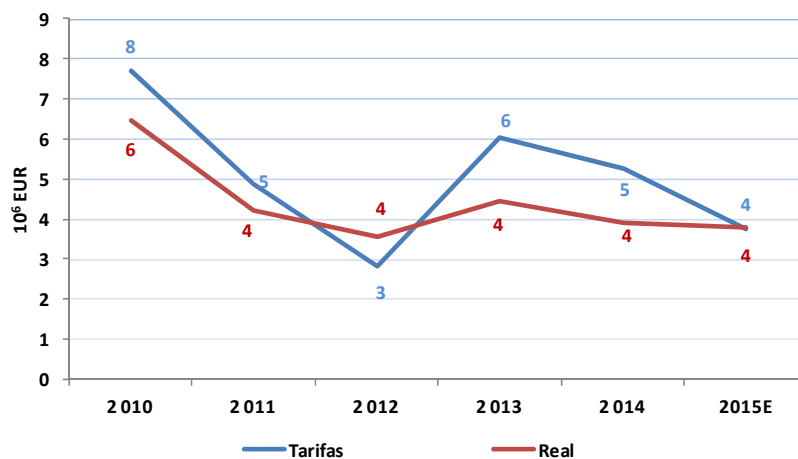
**Figura 4-35 - OPEX por driver de custo da Tagusgás
(preços constantes de 2016)**



De acordo com a figura anterior, a partir de 2012, os custos reais da empresa e os proveitos permitidos (OPEX Aceite) apresentam a mesma tendência, embora os valores reais tenham sido sempre superiores aos proveitos permitidos.

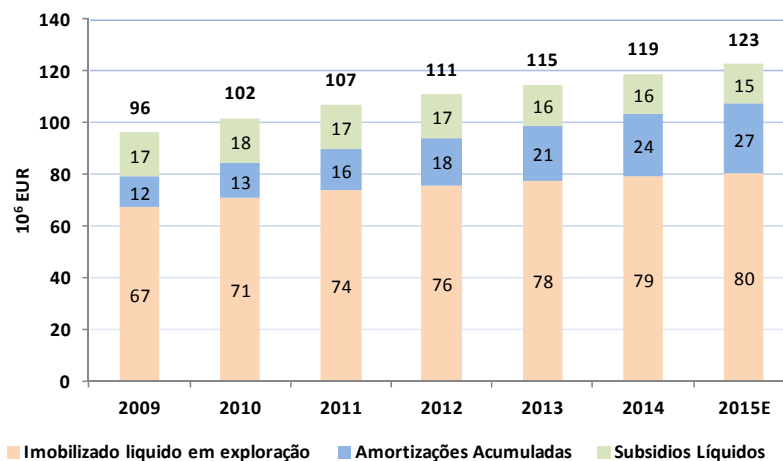
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 4-36 - Evolução do imobilizado em exploração da Tagusgás



A evolução do imobilizado entrado em exploração não apresenta uma tendência bem definida. Ao nível do imobilizado líquido em exploração, a Tagusgás apresenta ainda uma taxa de crescimento média anual positiva.

Figura 4-37 - Evolução do ativo real da Tagusgás



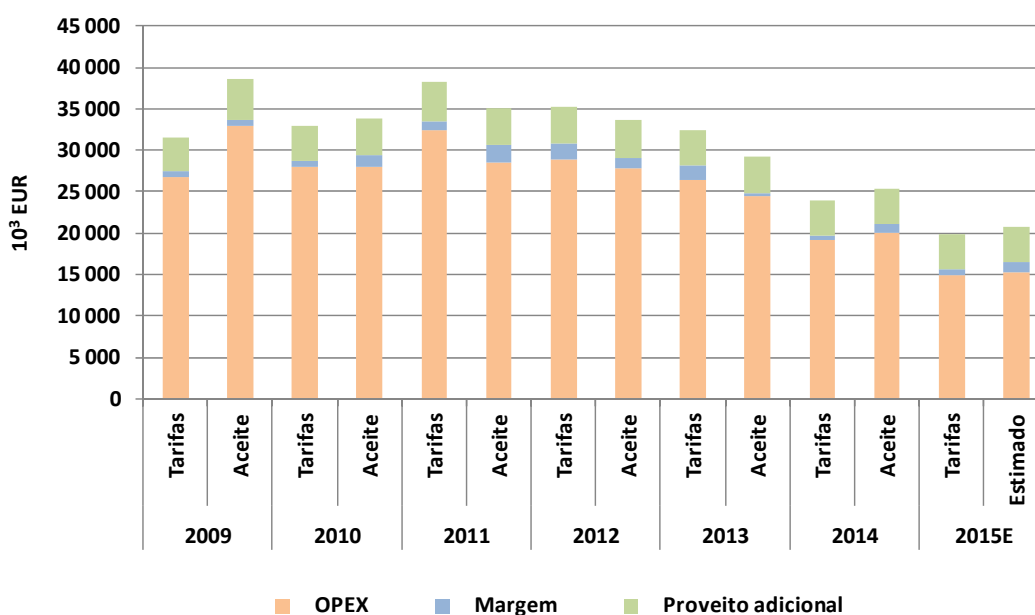
5 ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

5.1 ANÁLISE GLOBAL

5.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

A Figura 5-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos previstos em tarifas (Tarifas) e os proveitos permitidos definitivos desagregados nas suas diversas componentes (exclui-se o efeito dos ajustamentos de anos anteriores) para o universo dos 11 comercializadores de último recurso retalhistas (CURr). Registe-se que à atividade de comercialização não estão associados custos com o investimento.

**Figura 5-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 CURr
(preços correntes)**



De acordo com a figura verifica-se que, em termos globais, os proveitos permitidos têm diminuído ao longo dos anos. O decréscimo dos proveitos permitidos é explicado por uma diminuição da atividade, decorrente da extinção de tarifas de venda a clientes finais e da consequente saída dos consumidores para o mercado liberalizado.

Recorde-se, neste particular, que a Portaria n.º97/2015, de 30 de março, definiu a data de 31 de dezembro de 2017 para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

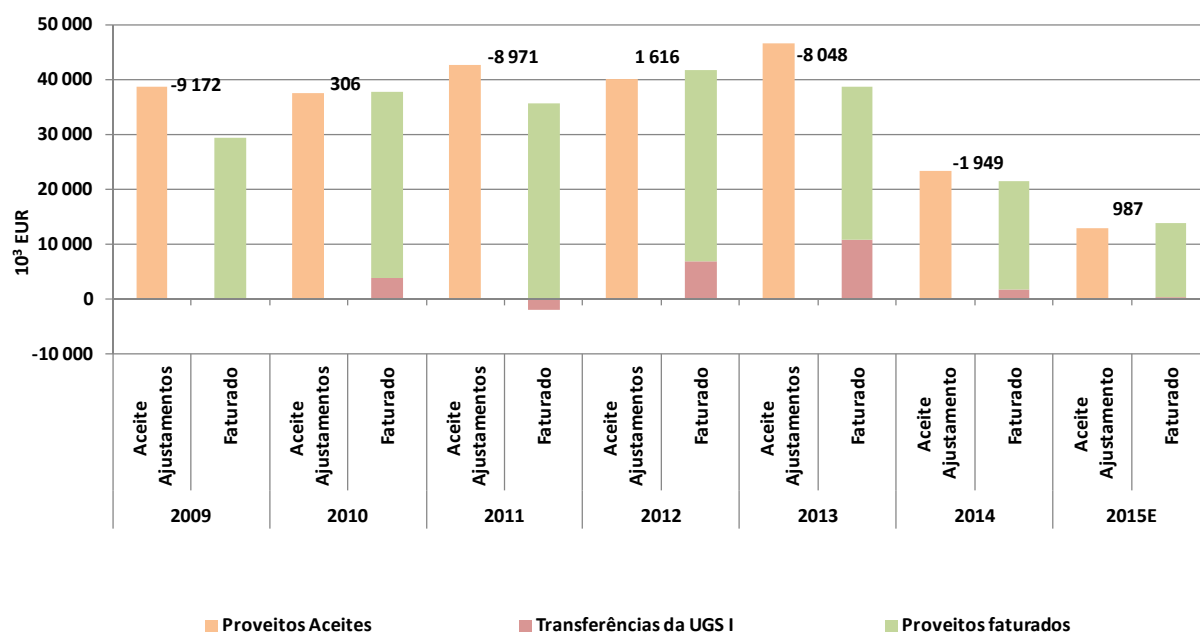
A metodologia regulatória aplicada a partir de 2011 reflete esta tendência. A partir desse ano aplicou-se uma metodologia do tipo *price cap*, em que os proveitos permitidos da atividade de comercialização variam diretamente com o número de clientes.

Em termos de desvios entre os proveitos permitidos definitivos e os custos, os mesmos não se afiguram significativos, com exceção do ano de 2009, onde os proveitos permitidos definitivos são superiores aos previstos, em virtude da definição de um custo unitário de referência, aquando do cálculo de tarifas, ter sido efetuado num contexto em que não existia de facto separação entre as atividades de distribuição e de comercialização de gás natural.

No entanto, quando comparamos os proveitos faturados com os proveitos permitidos definitivos que incluem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores, presente na Figura 5-2, verifica-se a existência de desvios significativos, sobretudo nos anos de 2009, 2011 e 2013. Não obstante estes desvios resultarem em parte de desvios de faturação, nos anos de 2011 e 2013 a metodologia de cálculo das transferências da UGS I²⁶ foi a principal rúbrica responsável pelo aumento do desvio tarifário. No ano gás 2014-2015, esta metodologia foi revista e aperfeiçoada, sendo a atualmente usada.

²⁶ 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 - Evolução dos desvios dos 11 CURr²⁷
(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 DRIVER DE CUSTO

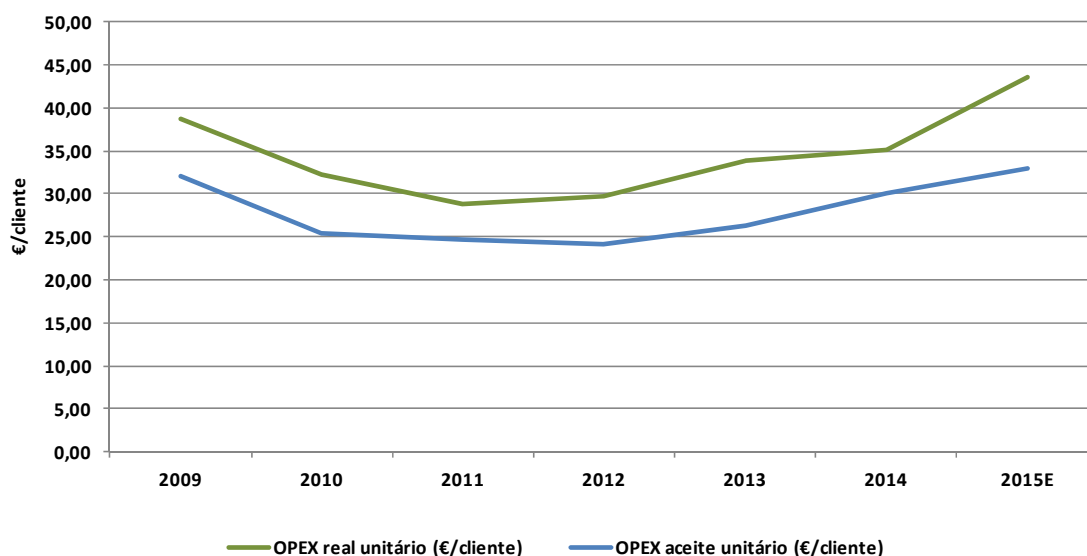
O OPEX aceite corresponde aos proveitos permitidos definitivos considerados no cálculo do ajustamento e o OPEX real corresponde aos custos reais das empresas. Recorde-se que numa regulação por incentivos do tipo *price cap* aplicada à atividade de comercialização de gás natural não existe equivalência direta entre os custos reais e os proveitos permitidos no âmbito desta metodologia que, entre outras características, tem subjacente a aplicação de metas de eficiência.

A figura seguinte apresenta a evolução dos custos unitários por cliente, sendo possível concluir que os custos reais têm seguido, genericamente, a tendência dos proveitos permitidos pelo regulador, estando, no entanto, sempre acima destes últimos. O diferencial que se verifica entre as duas séries decorre, essencialmente, da base de proveitos permitidos²⁸ sobre a qual incidiu a metodologia do tipo *price cap* inicialmente definida, nos anos de 2010 e de 2013.

²⁷ No total dos proveitos faturados não aparece o montante de compensações tarifárias, pois no total das empresas as mesmas anulam-se.

²⁸ É genericamente apelidada de “base de custos”.

**Figura 5-3 - Custos unitários por cliente
(preços constantes 2016)**



Conforme se pode observar, pese embora o OPEX unitário por cliente tenha registado um decréscimo/estabilização até 2012, a partir desse ano registou uma tendência crescente, decorrente do ritmo de saída dos clientes para o mercado superior ao decréscimo registado no OPEX. Estima-se que em 2015 se verifique novamente um agravamento do OPEX unitário por cliente, decorrente de um decréscimo do OPEX, inferior ao ritmo de saída dos clientes para o mercado. Observando os três últimos anos reais, em média, o proveito permitido definitivos unitário (OPEX aceite unitário) situa-se nos 33 EUR/cliente.

Com a introdução de metas de eficiência, em 2010, observou-se no ano de 2011, para a generalidade das empresas analisadas, uma aproximação dos custos reais aos proveitos permitidos, comportamento que se inverte a partir do ano de 2012, ainda que de forma pouco expressiva.

Tendo em conta o observado e o contexto de diminuição de atividade dos CUR, estamos perante uma atividade onde a avaliação das metas de eficiência e da base de custos para o período regulatório que agora se inicia se revela crucial. Pese embora se verifique um desfasamento histórico entre os custos aceites e os proveitos permitidos, o acréscimo acentuado verificado ao nível dos custos unitários evidencia a necessidade das empresas adaptarem a sua estrutura de custos à evolução decrescente da sua atividade.

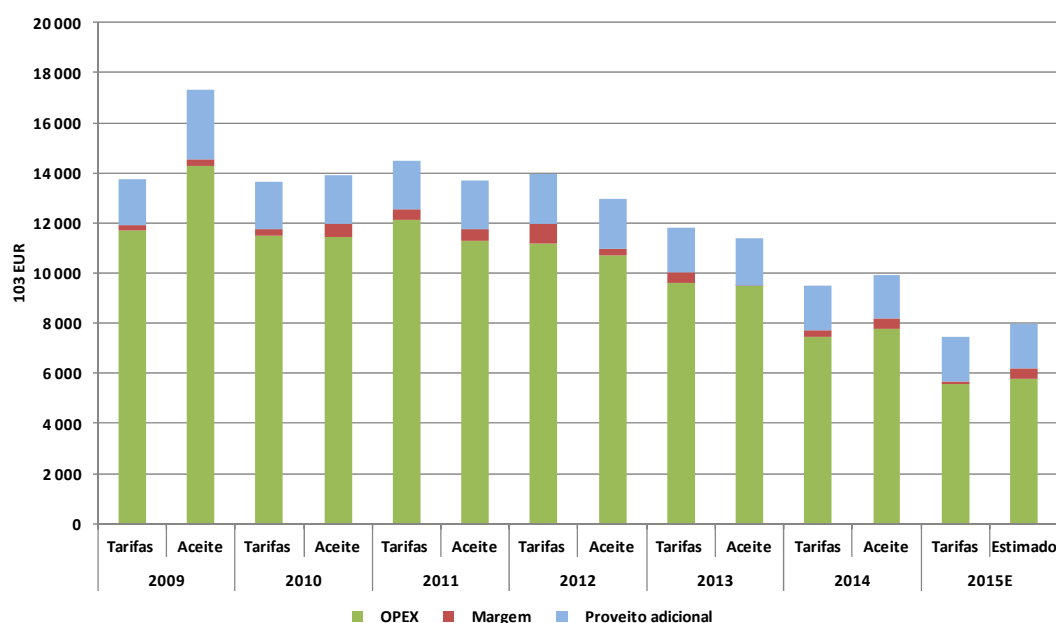
5.2 ANÁLISE POR EMPRESA

De seguida apresentam-se os indicadores de desempenho analisados no ponto anterior, mas individualizados para cinco operadores selecionados: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Sonorgás e Tagusgás.

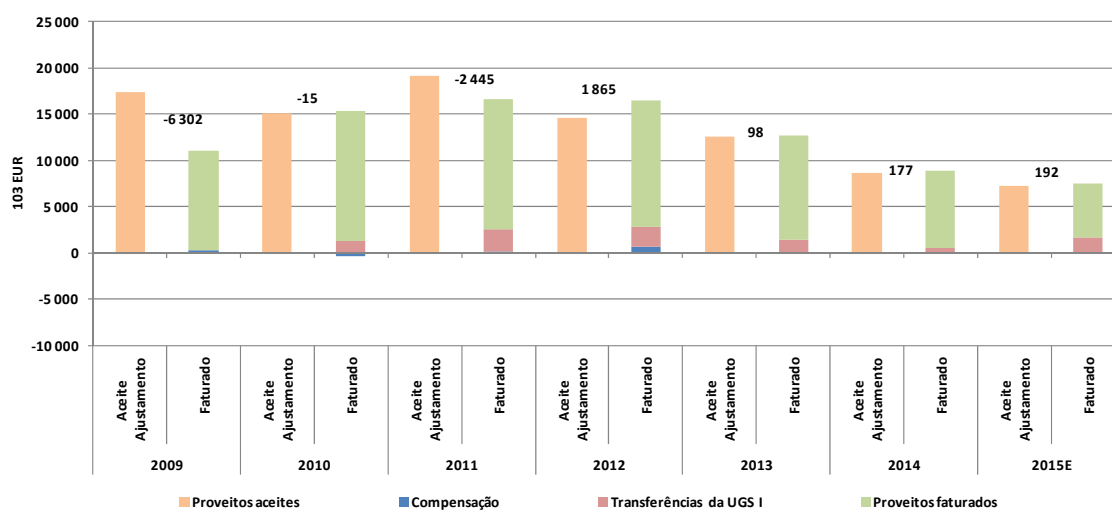
5.2.1 LISBOAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

**Figura 5-4 - Evolução dos proveitos permitidos da LisboaGás
(preços correntes)**



**Figura 5-5 - Análise de desvios da Lisboaagás
(preços correntes)**



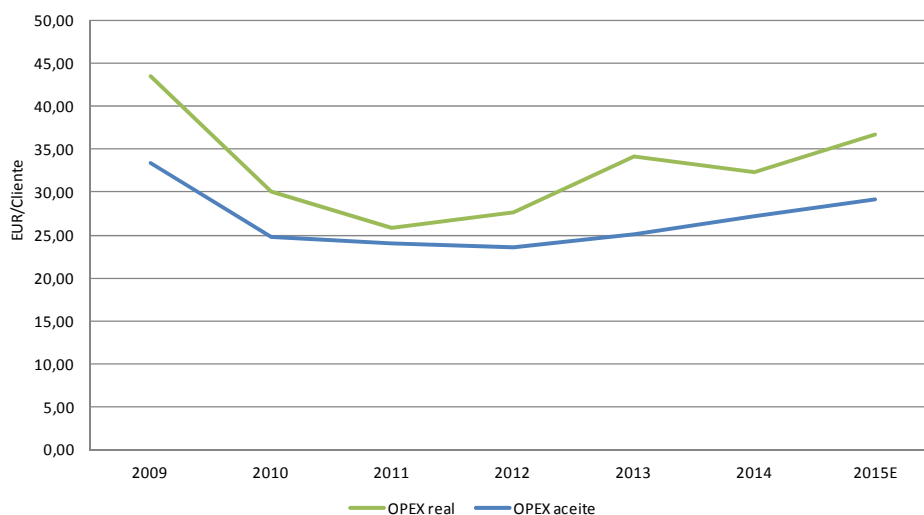
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

A Lisboaagás tem seguido a tendência global histórica de decréscimo dos proveitos permitidos.

Numa análise aos desvios totais ocorridos no período em análise destaca-se o ano de 2009, no qual ocorreram simultaneamente desvios de custos e desvios de faturação. Importa também mencionar o desvio verificado no ano de 2011, resultante, na sua maioria, de desvios de faturação, os quais foram compensados, em parte, por recebimentos da UGS I.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura 5-6 - OPEX por cliente da LisboaGás
(preços constantes de 2016)**



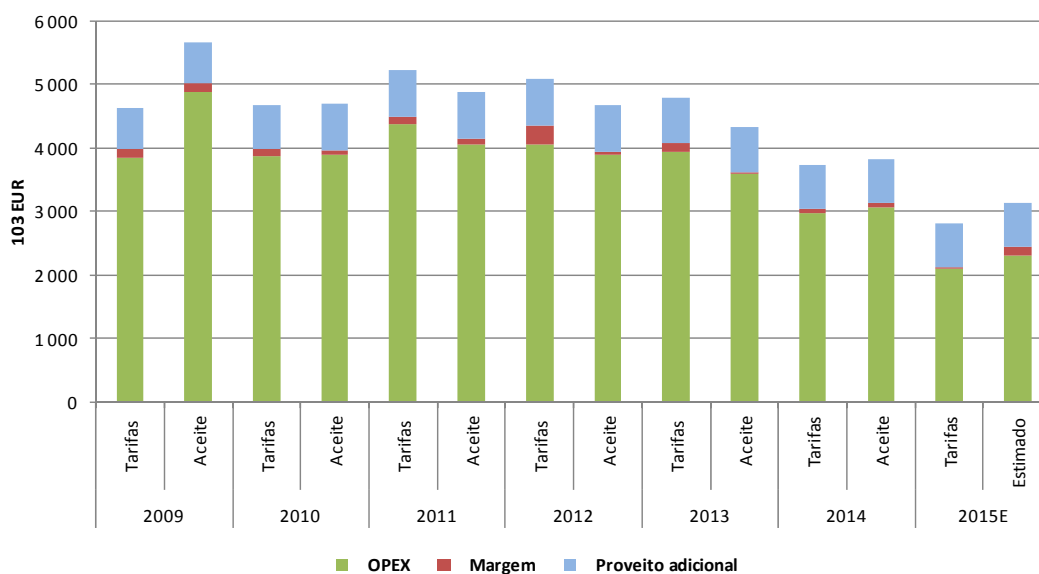
Com a introdução de metas de eficiência, observa-se, genericamente, uma aproximação do OPEX unitário real aos proveitos permitidos definitivos (Opex aceite), o que demonstra o esforço da empresa em atingir os parâmetros de eficiência fixados pela ERSE. A exceção recai, sobretudo, no ano de 2013.

Em termos de OPEX por cliente, observa-se um valor médio de 31 EUR/cliente (custos reais) para os últimos 3 anos fechados, custo em linha com o valor médio para os 11 CURR. Para 2015 a empresa estima um agravamento do OPEX/unitário na ordem dos 5 EUR/cliente, face a valores reais de 2014.

5.2.2 LUSITANIAGÁS

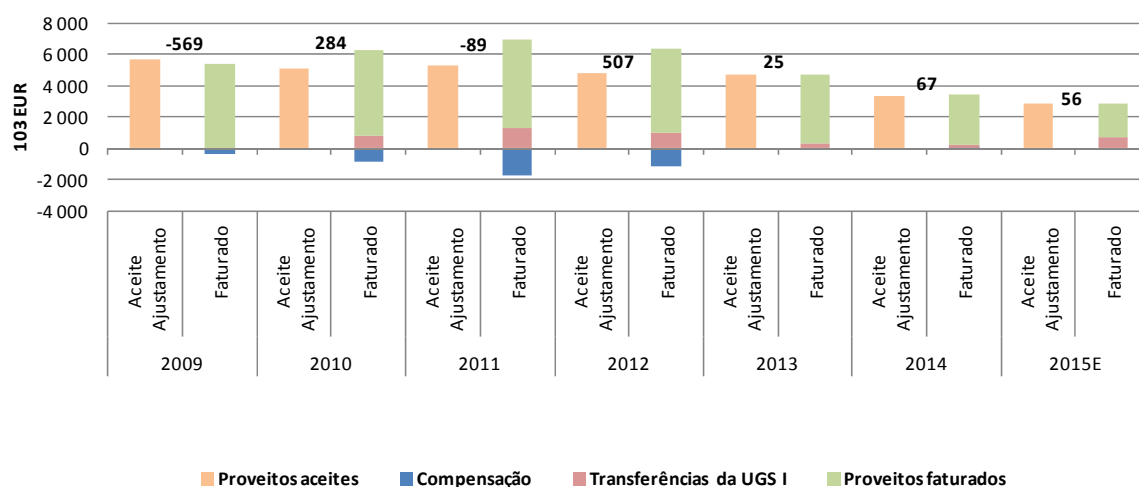
EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

**Figura 5-7 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás
(preços correntes)**



A Lusitaniagás apresenta, à exceção de 2009 e 2015, proveitos permitidos definitivos (Aceite) semelhantes aos previstos (Tarifas), o que se traduz em desvios de custos pouco significativos. O mesmo se passa quando analisamos a Figura 5-8, onde se observa que os desvios totais estão sobretudo a ser influenciados pelas transferências da UGS I e pelas compensações tarifárias entre operadores.

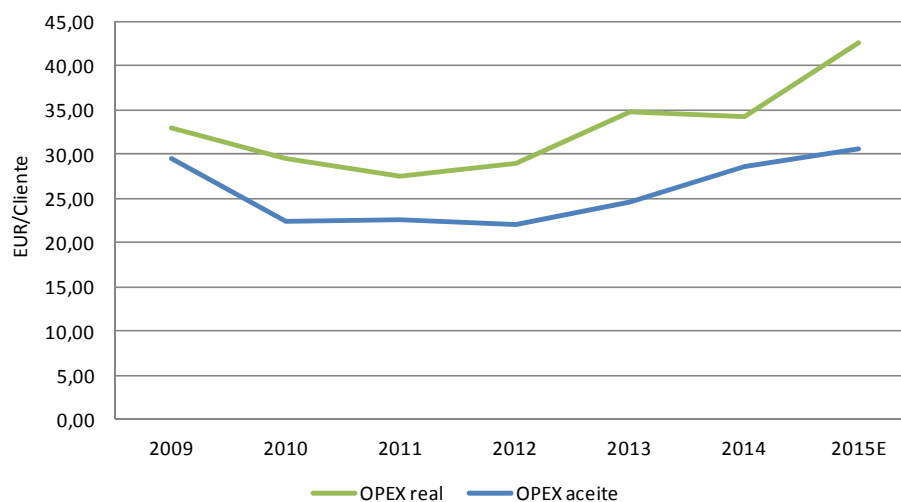
**Figura 5-8 - Análise de desvios da Lusitaniagás
(preços correntes)**



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 DRIVER DE CUSTO

**Figura 5-9 - OPEX por cliente da Lusitaniagás
(preços constantes de 2016)**



A Lusitaniagás apresenta custos unitários reais superiores aos proveitos permitidos definitivos (OPEX aceite), verificando-se, no entanto, um acompanhamento da linha de tendência traçada pelas metas de eficiência impostas pelo regulador, o que demonstra o esforço da empresa em atingir os parâmetros de eficiência fixados.

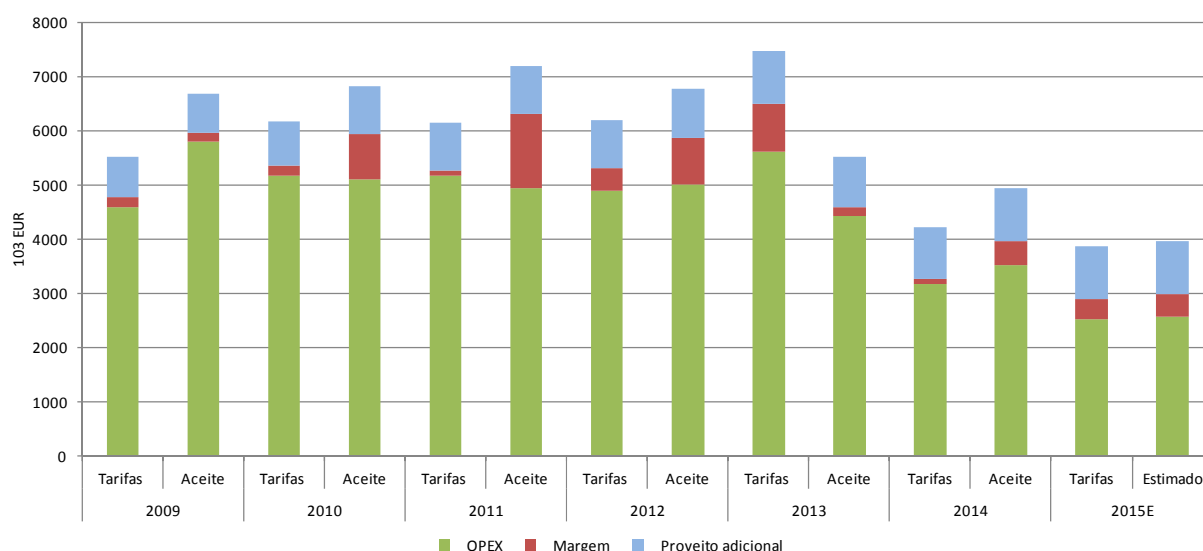
Em termos de OPEX por cliente, observa-se um valor médio de 33 EUR/cliente (custos reais) para os últimos 3 anos fechados, custo em linha com o valor médio da Lisboagás, e bem assim, dos 11 CURR. Para 2015 a empresa estima um agravamento do OPEX/unitário na ordem dos 8 EUR/cliente, face a valores reais de 2014, novamente em linha com o valor médio estimado pela globalidade dos CURR (8,5 EUR/cliente).

5.2.3 EDP Gás SU

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

A Figura 5-10 compara a evolução dos proveitos permitidos previstos em Tarifas com os proveitos permitidos definitivos calculados em ajustamentos (Aceite). Observa-se que ao longo do período analisado a EDP Gás apurou desvios de custos a favor da empresa em todos os anos com exceção de 2013. Nesse ano verificou-se um desvio significativo de custos a favor do sistema. Os desvios apurados foram motivados sobretudo i) pela evolução dos indutores de custos (energia e/ou número médio de clientes, de acordo com o ano em questão), bem como ii) pelo cálculo real da margem, em virtude da alteração dos prazos médios de recebimento e pagamento

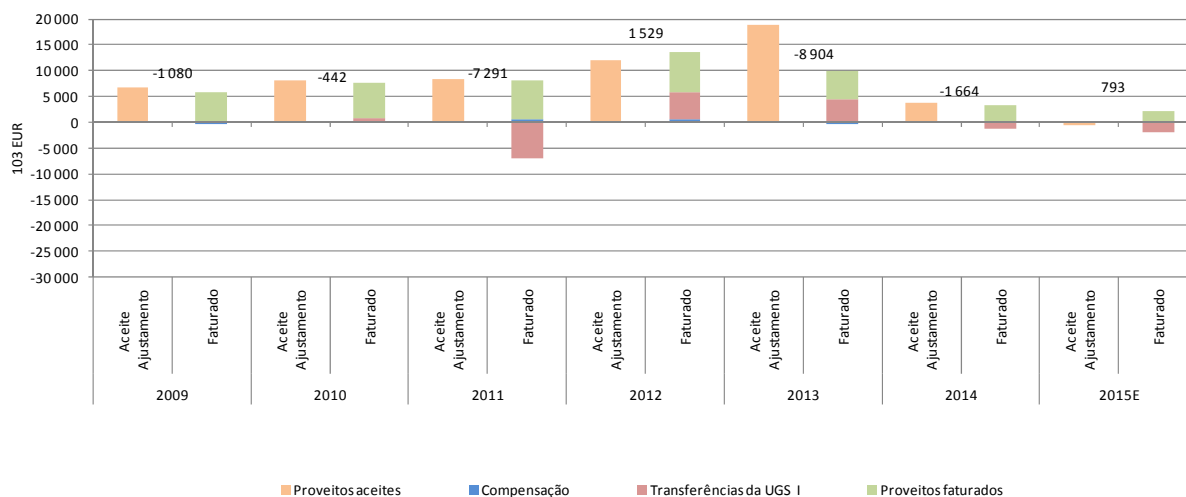
**Figura 5-10- Evolução dos proveitos permitidos da EDP Gás SU
(preços correntes)**



No que respeita aos desvios totais, presentes na Figura 5-11, destacam-se, os desvios significativos registados em 2011 e 2013. Não obstante estes desvios resultarem, em parte, de desvios de faturação

(sobretudo o verificado no ano de 2013), a metodologia de cálculo das transferências da UGS I²⁹ foi a principal rúbrica responsável pelo aumento do desvio tarifário. No ano gás 2014-2015, esta metodologia foi revista e aperfeiçoada, sendo a atualmente usada, conforme anteriormente referido.

**Figura 5-11 - Análise de desvios da EDP Gás SU
(preços correntes)**

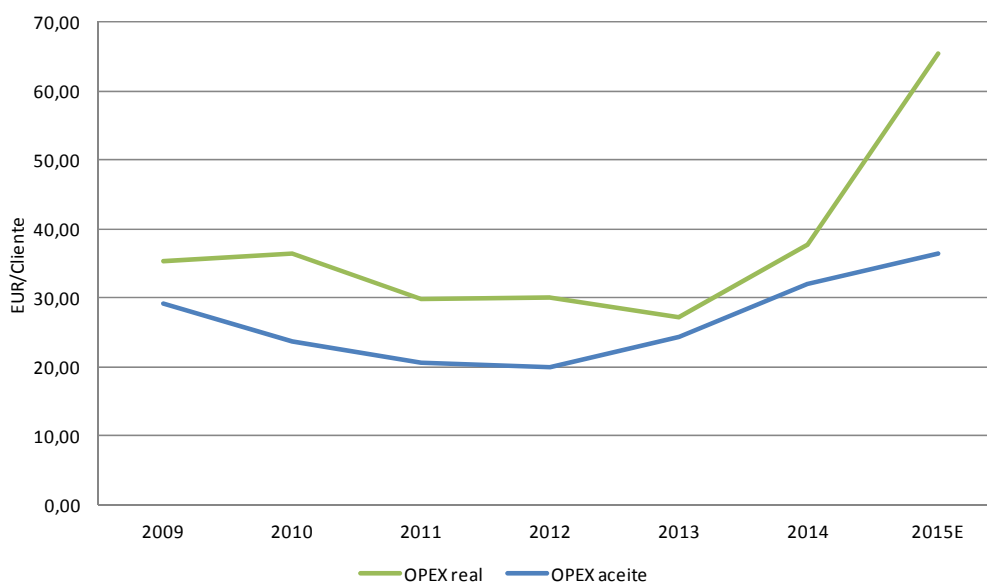


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

²⁹ 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.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura 5-12 - OPEX por cliente da EDP Gás SU
(preços constantes de 2016)**



A EDP Gás apresenta uma evolução relativamente irregular ao nível dos custos unitários reais, verificando-se um distanciamento face aos proveitos permitidos definitivos (OPEX aceite). Este desfasamento reverte-se significativamente em 2013 e 2014, estimando-se novo agravamento expressivo em 2015.

O perfil heterogéneo dos custos unitários reais por cliente observado na EDP Gás poderá demonstrar a existência de alguns fatores externos de carácter pontual e/ou extraordinário, com impacto na performance operacional da empresa. Refira-se, neste particular, a grande volatilidade registada ao nível da rubrica de provisões para clientes de cobrança duvidosa, quer ao nível dos montantes envolvidos, quer no que respeita ao seu sinal (i.e., constituição vs reversão de provisão).

Por outro lado, em termos de OPEX real por cliente, observa-se um valor médio de 32 EUR/cliente para os últimos 3 anos fechados, custo em linha com o valor médio registado pelos 11 CURR. Para 2015, a empresa estima um agravamento significativo do OPEX/unitário, na ordem dos 28 EUR/cliente, face a valores reais de 2014, bastante superior ao valor médio estimado pela globalidade dos CURR (8,5 EUR/cliente). A amplitude do agravamento estimado pela empresa poderá evidenciar a necessidade de adaptação da sua estrutura de custos à evolução decrescente da respetiva atividade.

5.2.4 SONORGÁS

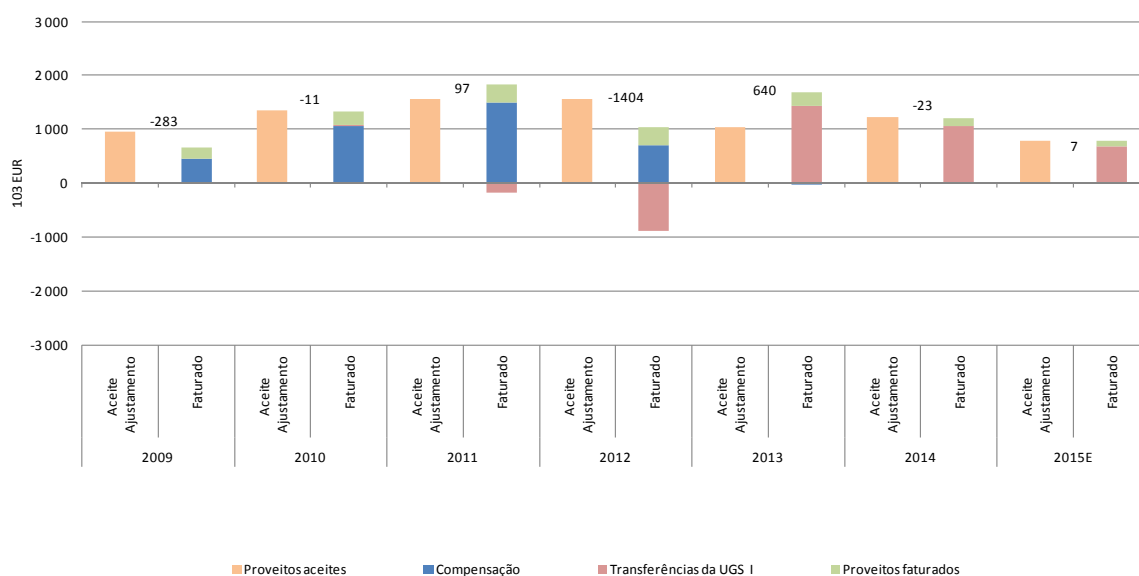
EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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

**Figura 4-5-13 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás
(preços correntes)**



**Figura 5-14 - Análise de desvios da Sonorgás
(preços correntes)**



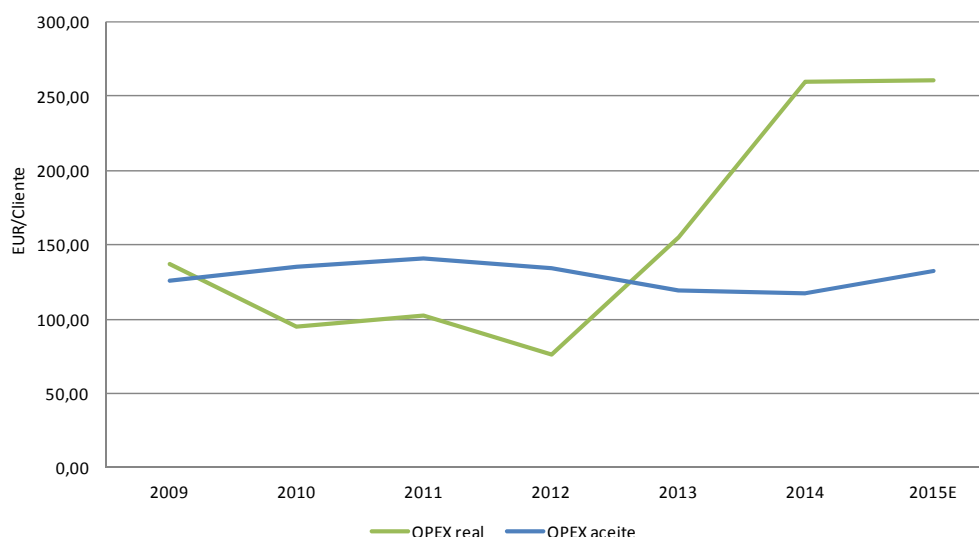
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

Em 2011 e 2012 verificou-se um desvio significativo de custos a devolver ao sistema, resultante, em parte, da evolução verificada nos indutores (*drivers*) de custos (energia e clientes, ambos utilizados no respetivo período regulatório). Esta situação inverteu-se em 2013, sendo os anos de 2014 e 2015 marcados por desvios pouco expressivos.

Outro aspeto a destacar é o facto de a Sonorgás ter uma faturação significativamente mais baixa do que os proveitos permitidos, diferença que é minimizada pelas compensações tarifárias e as transferências de UGS I.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura 5-15 - OPEX por cliente da Sonorgás
(preços constantes de 2016)**



Pela Figura 5-15 é possível observar que o OPEX unitário real registou valores inferiores aos proveitos permitidos definitivos (OPEX unitário aceite até 2013). 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, no período de 2010 a 2012, 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.

De acordo com a Sonorgás, esta transferência de custos deriva de um melhor conhecimento, por parte da empresa, da correta afetação de algumas rubricas do OPEX, as quais anteriormente vinham a ser incorretamente alocadas entre atividades.

No entanto, em termos de OPEX real por cliente, a Sonorgás regista um valor médio de 163 EUR/cliente para os últimos 3 anos fechados, valor significativamente superior ao valor médio registado pelos 11 CURR (33 EUR/cliente).

Uma análise às rubricas de custos reais da Sonorgás permitiu observar que o custo com os Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) é o fator explicativo do elevado custo unitário real da empresa. Esta análise permitiu concluir que:

- i) O custo com FSE da Sonorgás assumem valores significativamente superiores face às suas congéneres em termos de dimensão, isto é, face aos CURR com número de clientes similar ou

até superior. Refira-se, neste contexto, que a Sonorgás apresenta um número médio de clientes de 4,7 mil clientes em 2014, sendo o respetivo valor da rubrica de FSE, no mesmo ano, 1,1 milhão de Euros.

Tomando por referência dois exemplos distintos, quer no que respeita a número médio de clientes, quer no que respeita à sua contextualização no âmbito de um grupo económico, observa-se que: i) a Dianagás, CURr com número similar de clientes (4,8 mil clientes), e com suporte num grupo económico, apresenta um valor de FSE, em 2014, na ordem dos 140 mil Euros; ii) a Tagusgás, CURr com número médio de clientes superior (16,7 mil clientes), não pertencente diretamente a um grupo económico, apresentou um nível de FSE de cerca de 530 mil Euros em 2014.

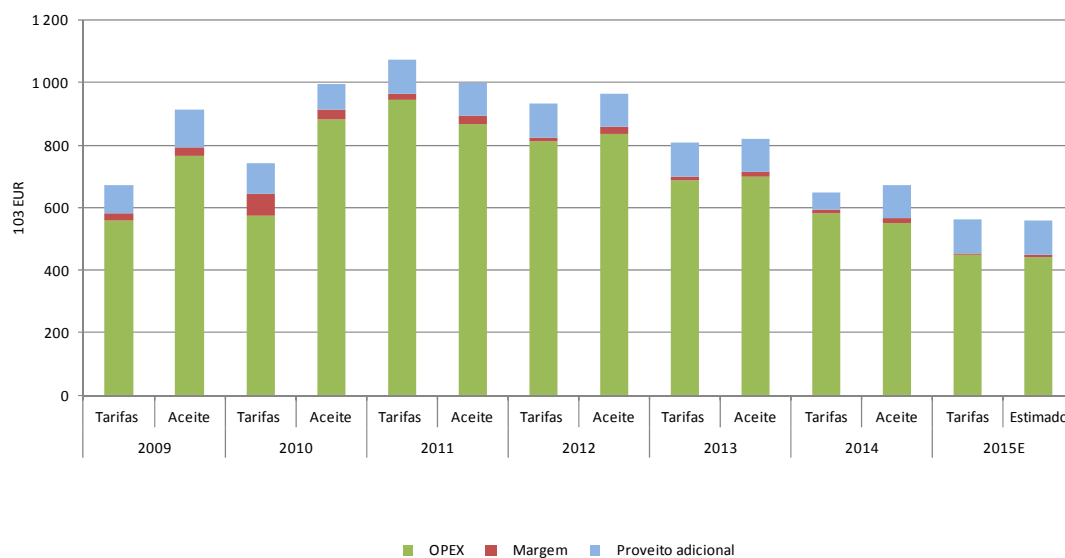
- ii) A sua evolução histórica demonstra um contínuo aumento desta rubrica, alheio à diminuição da atividade de comercialização de gás natural, tendo passado de cerca de 800 mil Euros em 2012, para cerca de 1,1 milhão de Euros em 2013 e 2014.

A amplitude do desfasamento de custos identificada evidencia a clara necessidade de adaptação da estrutura de custos da Sonorgás não só às especificidades da atividade de comercialização, como também à sua evolução decrescente presente e futura.

5.2.5 TAGUSGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

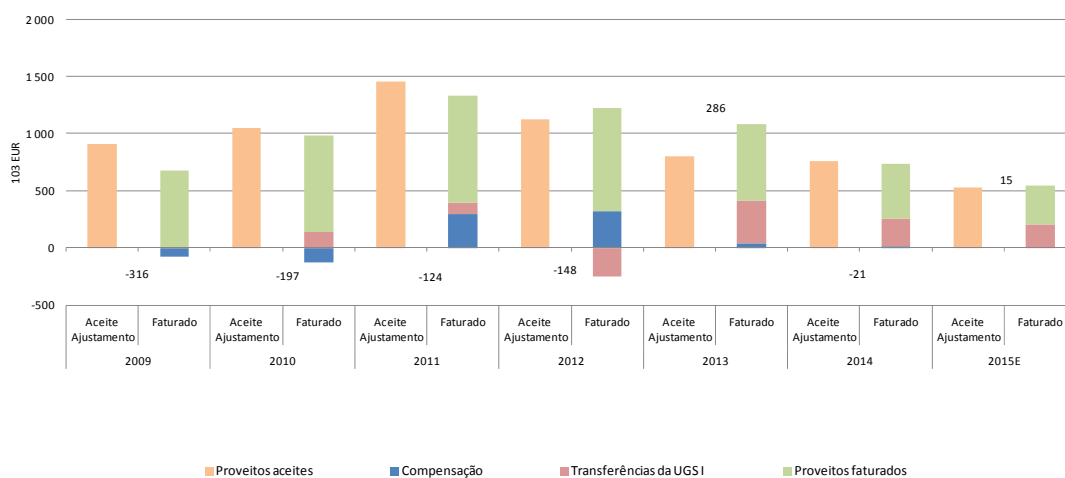
**Figura 5-16 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás
(preços correntes)**



A Figura 5-16 figuras mostra que, na generalidade dos anos, a Tagusgás apresenta proveitos permitidos definitivos superiores (Aceite) aos previstos para tarifas (Tarifas), o que se traduz em desvios a receber pela empresa.

A situação relatada anteriormente encontra-se também evidenciada ao nível dos desvios totais, presente na Figura 5-17. Para a generalidade dos anos verificam-se desvios de faturação, os quais são compensados, em parte, pelo efeito das compensações tarifárias e Transferências de UGS I

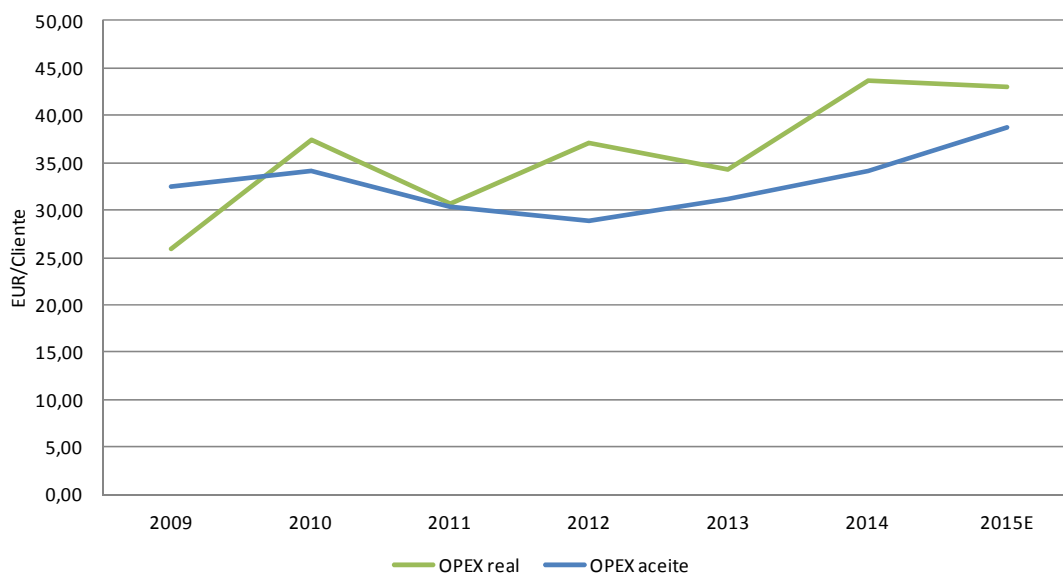
**Figura 5-17 - Análise de desvios da Tagusgás
(preços correntes)**



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 DRIVER DE CUSTO

**Figura 5-18 - OPEX por cliente da Tagusgás
(preços constantes de 2016)**



Desde 2010 que a Tagusgás apresenta custos unitários reais superiores aos proveitos permitidos (OPEX aceite) tendo, no entanto, os valores reais atingido valores muito próximos dos proveitos permitidos nos

anos de 2011 e 2013. Apesar do esforço demonstrado pela empresa em aproximar os seus valores aos considerados eficientes nestes anos, a mesma tendência não se verificou em 2012 e 2014, estimando-se nova aproximação em 2015.

Em termos de OPEX por cliente, observa-se um valor médio de 38 EUR/cliente (custos reais) para os últimos 3 anos fechados, custo ligeiramente superior à média dos 11 CURR. Este valor poderá ter explicação no facto da Tagusgás não ter suporte direto num grupo económico de dimensão e solidez no setor, ao contrário da generalidade dos CURR.

Para 2015 a empresa estima um valor em linha com o de 2014 (43 EUR/cliente), facto que poderá demonstrar o esforço da empresa em adaptar a sua estrutura de custos ao contexto de diminuição da sua atividade.

6 ANÁLISE DA RENTABILIDADE

Neste capítulo avalia-se o desempenho das empresas no decorrer da sua atividade regulada comparando as taxas de remuneração reais que as empresas obtiveram (tendo em conta as contas reguladas) com as taxas de remuneração teóricas associadas ao custo de capital definidas pela ERSE para o período de regulação. Através desta análise será, igualmente, possível observar qual o impacto que as metodologias regulatórias têm na rentabilidade das empresas.

6.1 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

A estimativa da rentabilidade das atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL assume especial relevância no contexto de monitorização do desempenho das atividades reguladas do Setor do Gás Natural.

A taxa de rentabilidade é influenciada, entre outros fatores, pela metodologia de regulação utilizada, bem como pela transposição dos normativos contabilísticos. A atividade de RAR é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência no OPEX e por uma metodologia de alisamento do custo do capital ao nível do CAPEX. De acordo com a metodologia de cálculo de proveitos permitidos, os custos de exploração aceites para a atividade de RAR são determinados, desde 2010, através de um mecanismo tipo *price cap* com uma componente fixa e componentes variáveis, sujeitas a metas de eficiência. Esta metodologia é, na prática, semelhante a um *revenue cap* visto a componente variável assumir um peso bastante reduzido (cerca de 20%)

Ao nível do CAPEX, foi definido no início da regulação da atividade, em 2007, a aplicação de uma metodologia de alisamento do custo com capital³⁰, inicialmente por um período de 40 anos alterada posteriormente, em 2010, para um período de alisamento 10 anos. Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês “*rate of return*”, para designar a taxa de rentabilidade que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos.

De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR para a atividade de RAR.

- **RoR regulatório** – Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos reais da empresa apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos. Os ativos considerados para cálculo do RoR correspondem aos ativos remunerados (RAB “*Regulatory Asset Base*”) que não incluem os imobilizados em curso, não aceites para efeitos regulatórios, e incluem o IMT pago aquando da compra de ações no âmbito do processo de aquisição da REN Atlântico.

³⁰ Custo aceite e amortização do investimento, com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios)

- **RoR ERSE** - Corresponde à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE para cada período regulatório, sendo determinada anualmente em função das metodologias de cálculo em vigor a cada momento.

Quadro 6-1 - RoR Regulatório

Unid: 10⁶EUR

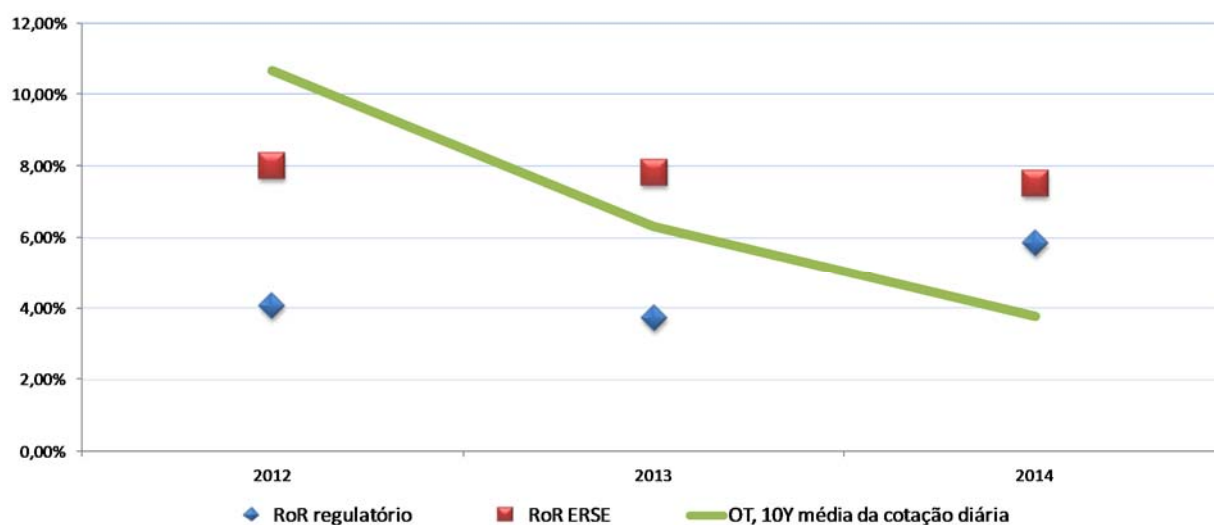
		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	39 781	46 246	45 956
1	Custos de exploração	8 060	8 207	6 602
2	Custos com capital	27 579	30 125	32 182
3	Outros			
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2 e t-1	-4 141	-7 913	-7 173
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	2 602	2 559	2 663
6	Prestações serviços			
7	Outras vendas	2 602	2 540	2 661
8	Proveitos suplementares	0		
9	Outros Proveitos Operacionais	0	19	2
c=10+11+12+13+14+15	Custos	28 317	30 428	26 104
10	Materiais Diversos	0	0	0
11	FSE	7 096	7 170	6 056
12	Custos c/ Pessoal	1 824	1 926	1 810
13	Amortizações do Exercício	19 181	20 899	18 074
14	Provisões do Exercício	0	0	0
15	Outros Custos Operacionais	217	433	163
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	25 715	27 869	23 441
e	RAB real	243 699	280 069	261 880
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR regulatório	4,07%	3,74%	5,86%
	RoR ERSE	8,00%	7,82%	7,54%

Em 2014, o RoR regulatório aproximou-se do RoR ERSE. Na base desta aproximação está a diminuição dos custos reais da empresa, sobretudo por via da redução das amortizações do exercício. Outro fator que contribuiu para o crescimento do RoR regulatório foi a redução do RAB real que ocorreu em 2014 na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

A Figura 6-1 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de RAR foi sempre inferior ao RoR definido pela ERSE, sendo também, inferior às *yields* das OT a 10 anos nos anos de 2012 e de 2013.

Figura 6-1 - Taxa de remuneração



6.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Operador da Rede de Transporte de Gás Natural (ORT) desenvolve as atividades de Transporte da Gás Natural e de Gestão Técnica e Global do Sistema.

A rentabilidade destas atividades é influenciada, entre outros fatores, pela metodologia de regulação utilizada, bem como pela transposição dos normativos contabilísticos. A atividade de Transporte de Gás Natural é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência no OPEX e por uma metodologia de custos aceites com remuneração do ativo ao nível do CAPEX. A atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema é regulada através de uma metodologia de custos aceites ao nível do OPEX e do CAPEX.

Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês *“rate of return”*, para designar a taxa de rentabilidade, que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos. De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR para as atividades do ORT

- **RoR regulatório** – Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos reais da empresa apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos. Os ativos considerados para cálculo do RoR correspondem aos ativos remunerados (RAB *“Regulatory Asset Base”*) que não incluem os imobilizados em curso, não aceites para efeitos regulatórios.

- **RoR ERSE** - Corresponde à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE para cada período regulatório, sendo determinada anualmente em função das metodologias de cálculo em vigor a cada momento.

ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

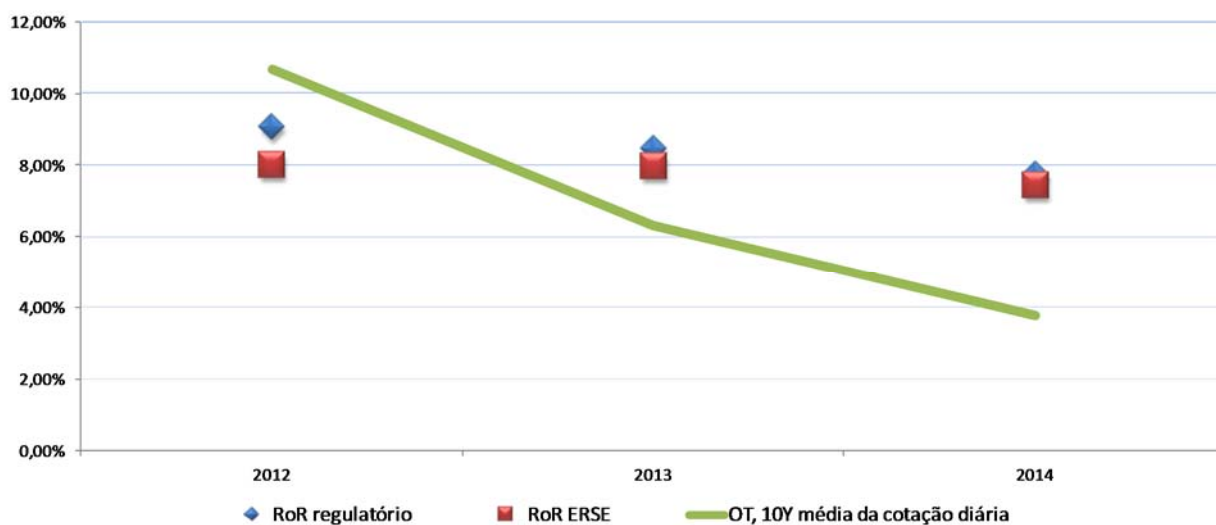
Quadro 6-2 - RoR Regulatório

Unid: 10⁶EUR

		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	126 793	120 174	108 466
1	Custos de exploração	20 201	18 423	18 001
2	Custos com capital	83 705	81 920	78 492
3	Outros	3 493	1 622	
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2 e t-1	-19 394	-18 209	-11 974
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	3 749	200	302
6	Prestações serviços	3 724	77	34
7	Outras vendas		95	111
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	25	28	157
c=10+11+12+13+14+15	Custos	46 306	42 191	42 158
10	Materiais Diversos	338	204	179
11	FSE	14 075	13 544	13 426
12	Custos c/ Pessoal	4 516	2 666	2 021
13	Amortizações do Exercício	26 544	25 574	26 126
14	Provisões do Exercício	469	30	211
15	Outros Custos Operacionais	364	173	195
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	42 557	41 992	41 855
e	RAB real	714 506	708 137	703 721
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR regulatório	9,08%	8,47%	7,76%
	RoR ERSE	8,00%	7,96%	7,44%

A Figura 6-2 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Transporte de Gás Natural, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-2 - Taxa de remuneração



Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de Transporte de Gás Natural foi sempre superior ao RoR definido pela ERSE, sendo, inferior às *yields* das OT a 10 anos no ano de 2012.

ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA E GLOBAL DO SISTEMA

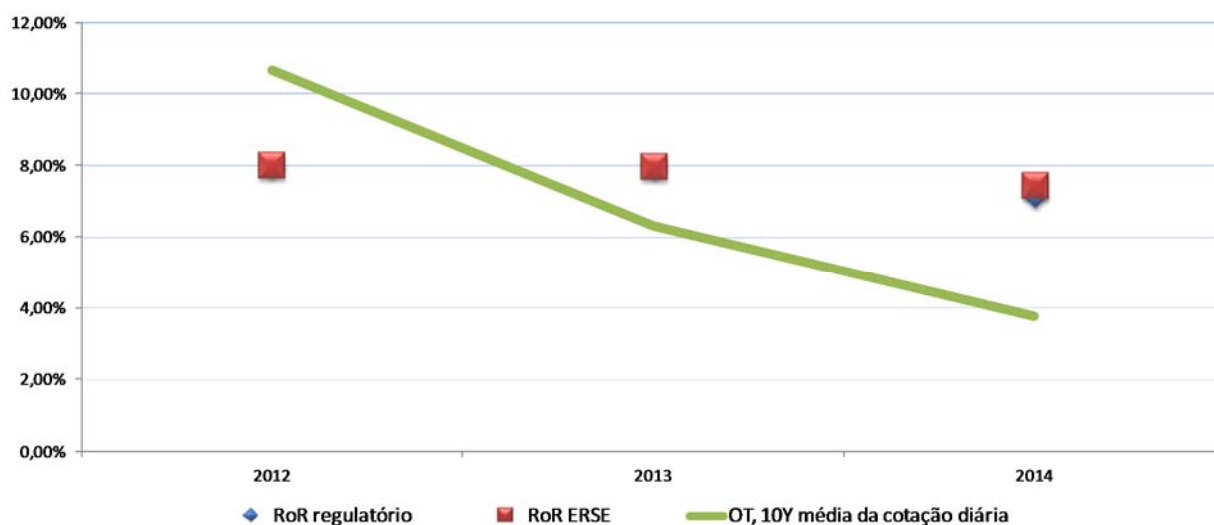
Quadro 6-3 - RoR Regulatório

		Unid: 10'EUR		
		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	15 506	15 357	16 425
1	Custos de exploração	4 176	4 488	3 995
2	Custos com capital	7 367	5 777	5 428
3	Outros (custos com a ERSE)	3 241	3 241	3 238
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2 e t-1	-721	-1 850	-3 764
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	0	2	2
6	Prestações serviços		1	
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais		1	2
c=10+11+12+13+14+15	Custos	12 010	10 877	10 362
10	Materiais Diversos	0	0	0
11	FSE	2 486	2 474	2 261
12	Custos c/ Pessoal	1 584	1 846	1 509
13	Amortizações do Exercício	4 592	3 145	3 037
14	Provisões do Exercício	22	1	10
15	Outros Custos Operacionais (inclui custos com a ERSE)	3 326	3 410	3 546
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	12 010	10 875	10 360
e	RAB real	34 693	33 074	32 140
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR regulatório	8,00%	7,96%	7,16%
	RoR ERSE	8,00%	7,96%	7,44%

Os RoR regulatórios mantêm ao longo do período em análise alguma estabilidade, estando em linha com os RoR da ERSE, em consequência de uma regulação por custos aceites.

A Figura 6-3 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-3 - Taxa de remuneração



Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema está em linha com o RoR definido pela ERSE, sendo, também inferior às *yields* das OT a 10 anos no ano de 2012.

6.1 ATIVIDADE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás Natural foi desenvolvida, até maio de 2015, por dois operadores, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, altura em que os ativos da Transgás Armazenagem foram adquiridos pela REN Armazenagem ao abrigo do contrato de trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem em 25 de julho de 2014, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em 14 de maio de 2015.

A taxa de rentabilidade desta atividade é influenciada, entre outros fatores, pela metodologia de regulação utilizada, bem como pela transposição dos normativos contabilísticos. A atividade de Armazenamento subterrânea foi regulada até final do 1º semestre de 2013 através de uma metodologia de custos aceites ao nível do OPEX e do CAPEX (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Desde julho de 2013 a regulação do OPEX passou a ser efetuada através de

custos eficientes mantendo-se a metodologia de regulação já aplicada anteriormente ao nível do CAPEX. Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês “rate of return”, para designar a taxa de rentabilidade, que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos.

De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR para as atividades do ORT.

- **RoR regulatório** – Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos reais da empresa apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos. Os ativos considerados para cálculo do RoR correspondem aos ativos remunerados (RAB “Regulatory Asset Base”) que não incluem os imobilizados em curso, não aceites para efeitos regulatórios.
- **RoR ERSE** - Corresponde à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE para cada período regulatório, sendo determinada anualmente em função das metodologias de cálculo em vigor a cada momento.

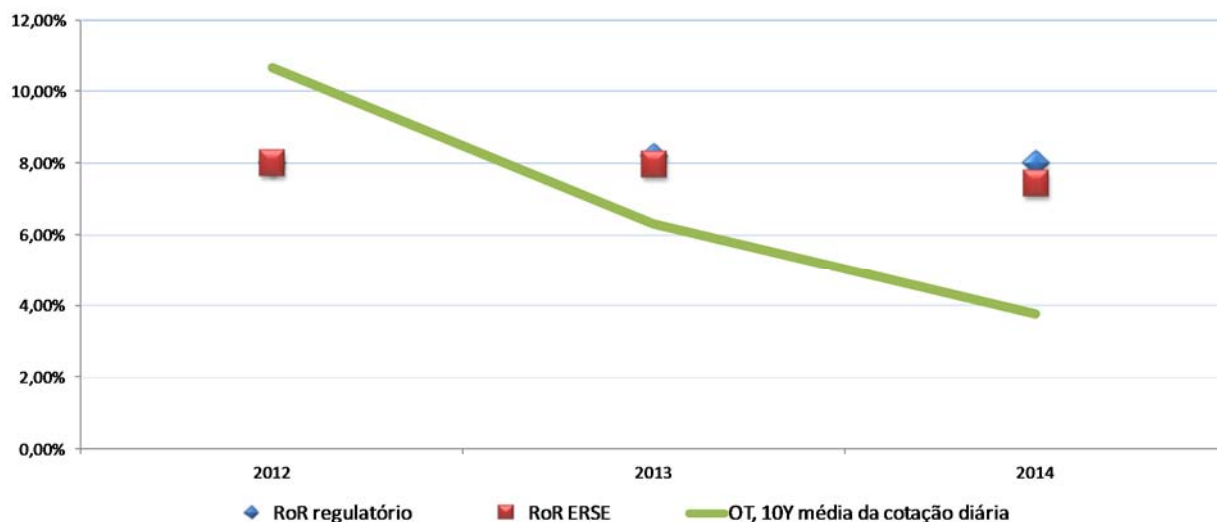
6.1.1 REN ARMAZENAGEM

Quadro 6-4 - RoR Regulatório

		Unid: 10 ⁶ EUR		
		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	15 899	13 657	15 006
1	Custos de exploração	2 770	2 663	2 632
2	Custos com capital	10 644	10 629	11 480
3	Outros			
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2 e t-1	-2 485	-365	-894
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	0	0	36
6	Prestações serviços			
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	0	0	36
c=10+11+12+13+14+15	Custos	5 899	5 670	5 385
10	Materiais Diversos	0	0	0
11	FSE	2 179	2 031	1 743
12	Custos c/ Pessoal	555	316	213
13	Amortizações do Exercício	3 129	3 248	3 353
14	Provisões do Exercício		45	0
15	Outros Custos Operacionais	36	31	75
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	5 899	5 670	5 348
e	RAB real	93 947	92 777	109 218
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR regulatório	8,00%	8,21%	8,02%
	RoR ERSE	8,00%	7,96%	7,44%

A Figura 6-4 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-4 - Taxa de remuneração



Verifica-se que o RoR regulatório esteve em linha com o RoR definido pela ERSE, nos anos de 2012 e de 2013, sendo, inferior às *yields* das OT a 10 anos no ano de 2012. No ano de 2014, o RoR regulatório foi inferior ao RoR definido pela ERSE, facto que se deve ao grande aumento ocorrido ao nível do OPEX com a entrada em exploração de uma nova cavidade.

6.1.2 TRANSGÁS ARMAZENAGEM

Quadro 6-5 - RoR Regulatório

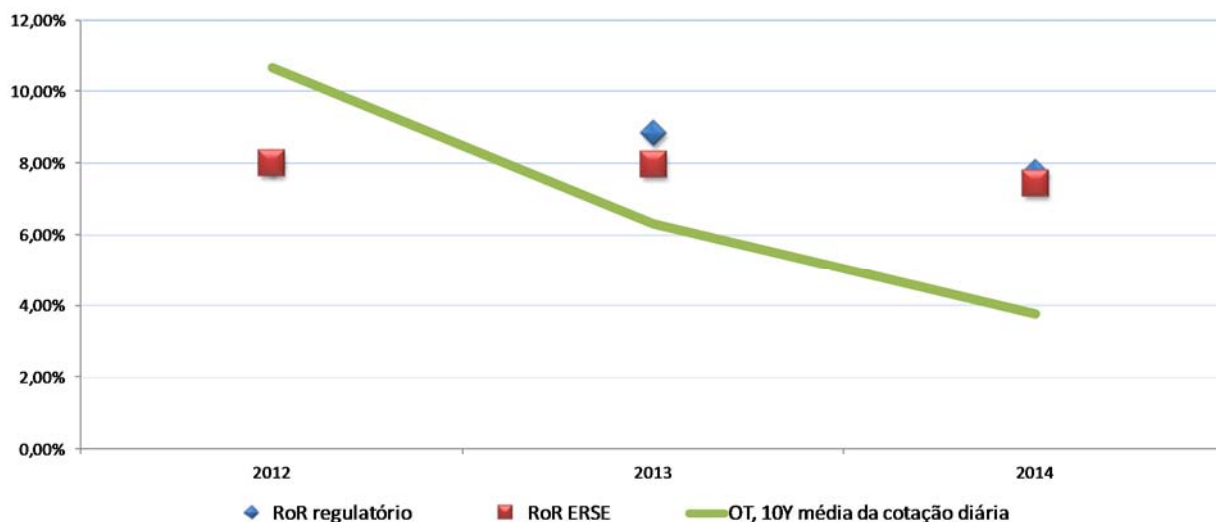
		Unid: 10 ⁶ EUR		
		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	2 993	4 779	7 269
1	Custos de exploração	1 200	657	932
2	Custos com capital	1 799	3 790	6 398
3	Outros			
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2	6	-333	61
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	8	1	3
6	Prestações serviços			
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	8	1	3
c=10+11+12+13+14+15	Custos	1 599	767	2 135
10	Materiais Diversos	0	0	0
11	FSE	802	40	628
12	Custos c/ Pessoal	384	247	93
13	Amortizações do Exercício	391	472	1 410
14	Provisões do Exercício			
15	Outros Custos Operacionais	22	8	4
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	1 591	765	2 132
e	RAB real	17 604	41 699	67 031
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR regulatório	8,00%	8,83%	7,75%
	RoR ERSE	8,00%	7,96%	7,44%

Pode-se observar que o RoR regulatório e o RoR ERSE apresentam valores próximos e relativamente estáveis, ao longo do período em análise, sendo que a maior diferença ocorre em 2013, ano em que o RoR regulatório é superior ao RoR da ERSE em cerca de 87 p.p.

A Figura 6-5 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Armazenamento Subterrâneo da Transgás Armazenagem, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Verifica-se que ocorre alguma estabilidade na evolução do RoR regulatório, que no ano de 2013 é ligeiramente superior ao RoR definido pela ERSE. Em 2015 os RoR são inferiores às *yields* das OT a 10 anos.

Figura 6-5 - Taxa de remuneração



6.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

A taxa de rentabilidade da atividade de distribuição é influenciada, entre outros fatores, pela metodologia de regulação utilizada, bem como pela transposição dos normativos contabilísticos. A atividade de Distribuição de Gás Natural é atualmente regulada por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*³¹ e do tipo *rate of return* (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios) ao nível do CAPEX.

Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês “*rate of return*”, para designar a taxa de rentabilidade, que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos. De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR para a atividade de distribuição.

- **RoR regulatório** – Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos reais apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos. Os ativos considerados neste cálculo são os ativos reais excluindo os imobilizados em curso e os contadores, não aceites para efeitos de regulação, e adicionados da reavaliação inicial, apenas aceite para efeitos regulatórios de acordo com o contrato de concessão.
- **RoR ERSE** - Corresponde à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE para cada período regulatório, sendo determinada anualmente em função das metodologias de cálculo em vigor a cada momento e está associado ao cálculo do custo de capital.

³¹ Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

Quando se compara o RoR regulatório com o RoR ERSE, o principal objetivo, é avaliar o desempenho da empresa e a respetiva rentabilidade num determinado ano. Desta forma, devem ser eliminadas todas as rubricas de anos anteriores, designadamente, os ajustamentos de anos anteriores e a rubrica da “Reposição gradual da neutralidade financeira”. No entanto, e de forma a permitir avaliar o impacte dessa rubrica nesta análise é apresentado o RoR regulatório com e sem aquele montante.

Na análise do RoR regulatório é possível observar que retirando a rubrica da “Reposição gradual da neutralidade financeira”, os valores são muito próximos do RoR ERSE. A maior ou menor distância registada nos cálculos efetuados representa a maior ou menor facilidade com que as empresas conseguem atingir a eficiência imposta pelo Regulador. Esta situação poderá ser verificada no capítulo 4.2. deste documento.

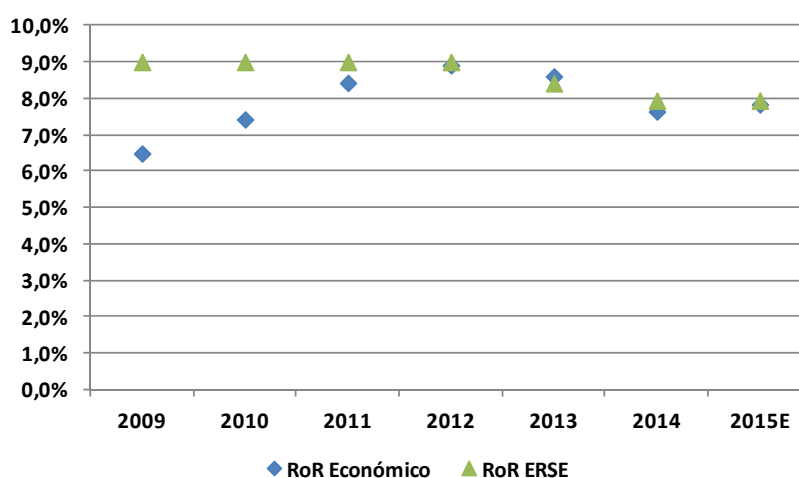
Numa primeira abordagem serão analisados os ORD na sua totalidade e posteriormente é realizada uma análise para cada uma das maiores empresas de cada grupo económico.

6.3 TOTAL DOS 11 ORD

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

A taxa de remuneração dos ativos das empresas distribuidoras foi fixada em 9% até 2012, sendo que tem vindo a diminuir desde então.

Figura 6-6 - 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 o efeito conjunto do corte efetuado à base de custos por aplicação dos custos unitários de referência e da dificuldade em definir a taxa de remuneração por não existir separação de atividades entre distribuição e comercialização

6.4 LISBOAGÁS

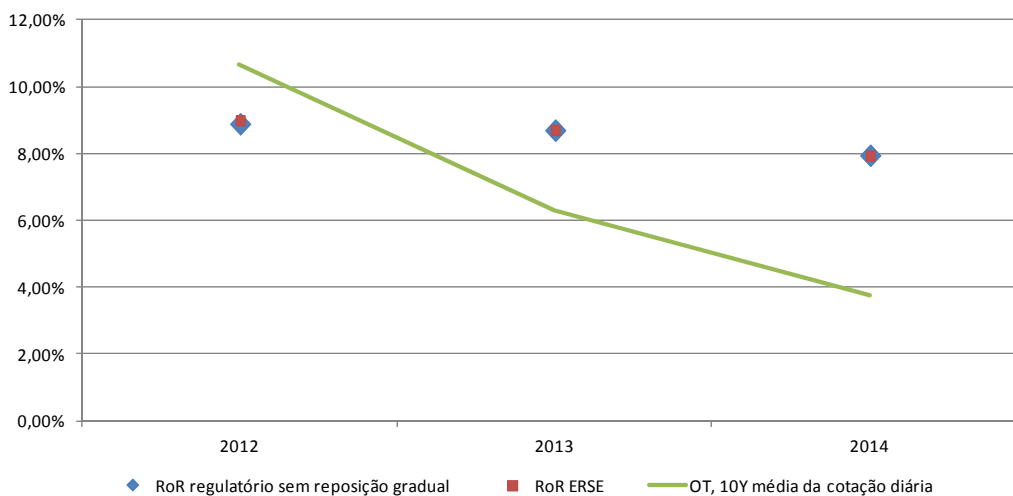
Quadro 6-6 - RoR Regulatório

		Unid: 10 ⁶ EUR		
		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	100 016	111 874	103 569
1	Custos de exploração (OPEX)	28 322	28 096	27 383
2	Custos com capital (CAPEX)	63 886	61 516	56 469
3	Reposição gradual da neutralidade financeira	5 731	7 292	8 853
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-2 077	-14 970	-10 864
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	1 367	1 184	1 006
6	Prestações serviços	967	827	820
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	400	357	187
c=10+11+12+13+14+15	Custos	44 619	43 640	42 602
10	Materiais Diversos	115	47	
11	FSE	16 094	17 171	17 250
12	Custos c/ Pessoal	13 465	11 294	10 309
13	Amortizações do Exercício	14 328	14 322	14 259
14	Provisões do Exercício	157	697	189
15	Outros Custos Operacionais	460	109	595
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	43 252	42 455	41 596
e	RAB real regulado sem contadores	550 646	542 036	531 525
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR regulatório	9,93%	10,05%	9,62%
f = (a - d - 3 + 4 + 5) / e	RoR regulatório sem reposição gradual neutralidade financeira	8,89%	8,70%	7,95%
	RoR ERSE	9,00%	8,71%	7,94%

Quando se compara o RoR regulatório (sem reposição gradual da neutralidade financeira) e o RoR ERSE verifica-se uma aproximação entre as taxas, o que indicia que a empresa tem conseguido atingir as metas de eficiência definidas pela ERSE.

A Figura 6-7 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Lisboagás, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-7 - Taxa de remuneração LisboaGás



6.5 LUSITANIAGÁS

Quadro 6-7 - RoR Regulatório

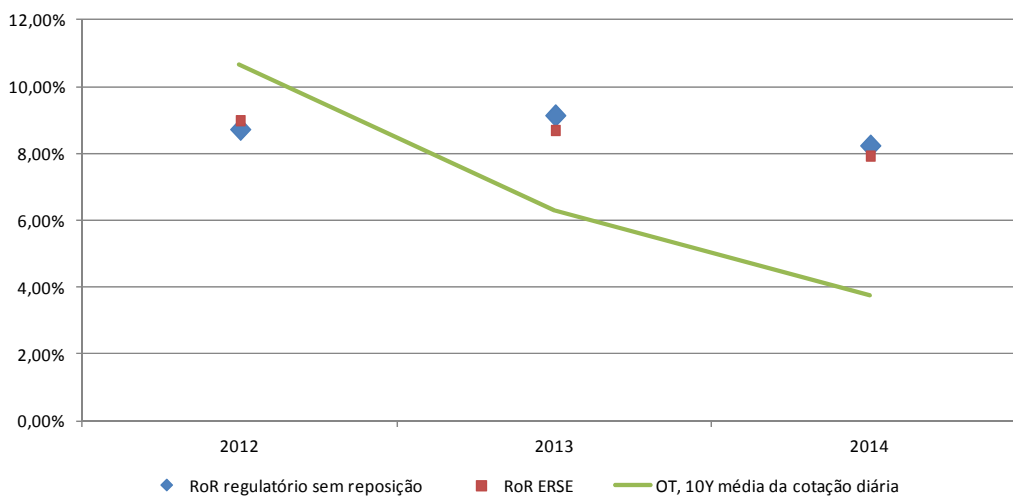
Unid: 10⁶EUR

		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	43 068	43 989	45 370
1	Custos de exploração (OPEX)	8 754	8 803	8 911
2	Custos com capital (CAPEX)	32 364	31 518	29 061
3	Reposição gradual da neutralidade financeira	975	1 252	1 520
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-975	-2 416	-5 878
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	734	759	728
6	Prestações serviços	351	392	371
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	383	367	357
c=10+11+12+13+14+15	Custos	17 059	16 415	17 112
10	Materiais Diversos	15	0	
11	FSE	6 700	6 317	7 711
12	Custos c/ Pessoal	3 096	2 881	2 370
13	Amortizações do Exercício	6 814	6 855	6 809
14	Provisões do Exercício	0	19	23
15	Outros Custos Operacionais	434	342	199
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	16 324	15 656	16 384
e	RAB real regulado sem contadores	283 888	283 250	280 205
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR Regulatório	9,08%	9,15%	8,25%
f = (a - d - 3 + 4 + 5) / e	RoR regulatório sem reposição gradual neutralidade financeira	8,73%	8,71%	7,70%
	RoR ERSE	9,00%	8,71%	7,94%

A comparação entre o RoR regulatório, sem reposição gradual da neutralidade financeira, e o RoR ERSE permite evidenciar uma similitude entre estas taxas, tendo sido estas taxas exatamente iguais em 2013.

A Figura 6-8 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Lusitaniagás, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-8 - Taxa de remuneração Lusitaniagás



6.6 PORTGÁS

Quadro 6-8 - RoR Regulatório

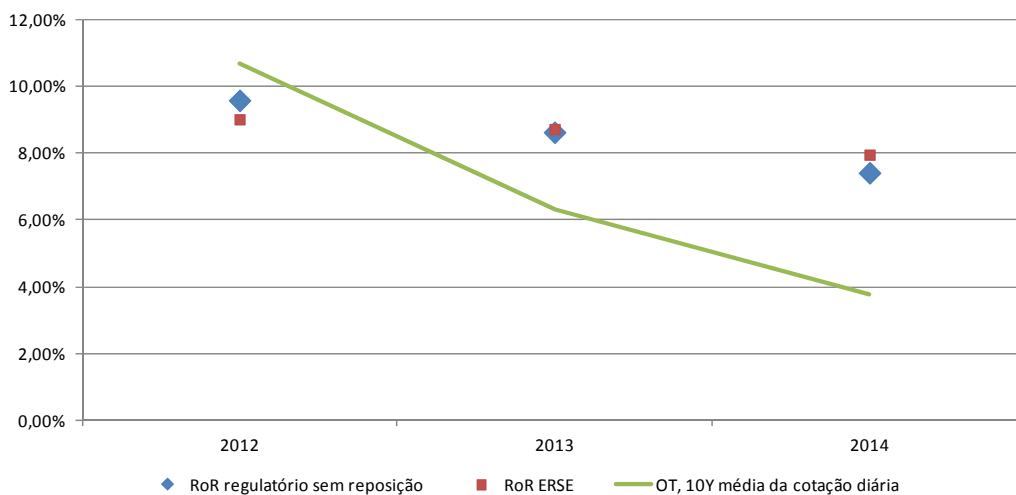
Unid: 10⁶EUR

		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	59 838	72 563	73 870
1	Custos de exploração (OPEX)	11 069	11 234	11 657
2	Custos com capital (CAPEX)	46 161	47 155	45 835
3	Reposição gradual da neutralidade financeira	2 760	3 457	4 197
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2	153	-10 717	-12 182
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	2 499	1 774	1 251
6	Prestações serviços	649	428	320
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	1 850	1 346	931
c=10+11+12+13+14+15	Custos	20 788	23 683	26 570
10	Materiais Diversos	-610	284	2 042
11	FSE	10 309	11 543	11 703
12	Custos c/ Pessoal	1 443	1 377	1 381
13	Amortizações do Exercício	9 516	10 271	11 299
14	Provisões do Exercício	-82	-30	21
15	Outros Custos Operacionais	212	239	125
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	18 289	21 909	25 318
e	RAB real regulado sem contadores	407 171	423 619	434 897
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR Regulatório	10,24%	9,43%	8,36%
f = (a - d - 3 + 4 + 5) / e	RoR regulatório sem reposição gradual neutralidade financeira	9,56%	8,61%	7,40%
	RoR ERSE	9,00%	8,71%	7,94%

As ligeiras diferenças observadas entre o RoR regulatório, sem reposição gradual da neutralidade financeira, e o RoR ERSE são justificadas pela trajetória dos custos reais da empresa que em 2012 foram inferiores aos proveitos permitidos associados ao OPEX e em 2014 assumiram uma posição inversa. Esta situação é evidenciada no ponto 4.2.3.

A Figura 6-9 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Portgás, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-9 - Taxa de remuneração Portgás



6.7 SETGÁS

Quadro 6-9 - RoR Regulatório

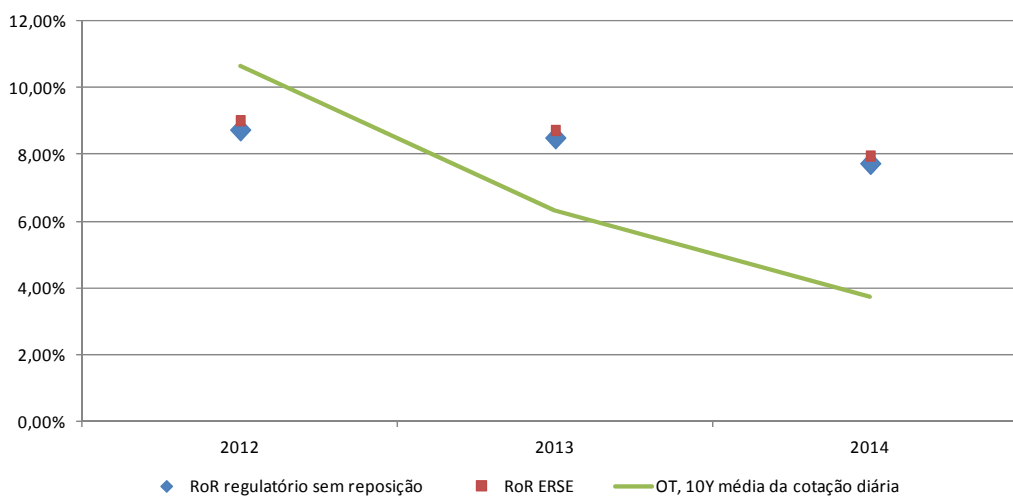
Unid: 10⁶EUR

		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	24 830	26 672	24 193
1	Custos de exploração (OPEX)	6 018	6 013	6 029
2	Custos com capital (CAPEX)	17 438	17 056	15 781
3	Reposição gradual da neutralidade financeira	571	799	970
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-803	-2 804	-1 412
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	347	471	494
6	Prestações serviços	94	271	299
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	252	200	195
c=10+11+12+13+14+15	Custos	10 328	10 417	10 441
10	Materiais Diversos	1	0	-6
11	FSE	3 923	4 192	4 184
12	Custos c/ Pessoal	2 506	2 281	2 350
13	Amortizações do Exercício	3 525	3 579	3 566
14	Provisões do Exercício	4	5	11
15	Outros Custos Operacionais	370	361	335
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	9 982	9 945	9 947
e	RAB real regulado sem contadores	154 591	154 781	153 819
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR Regulatório	9,09%	8,99%	8,34%
f = (a - d -3 + 4 + 5) / e	RoR regulatório sem reposição gradual neutralidade financeira	8,72%	8,48%	7,71%
	RoR ERSE	9,00%	8,71%	7,94%

Nos três anos analisados o RoR regulatório, sem reposição gradual da neutralidade financeira, foi muito próximo do RoR ERSE, embora ligeiramente inferior.

A Figura 6-10 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Setgás, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-10 - Taxa de remuneração Setgás



6.8 SONORGÁS

Quadro 6-10 - RoR Regulatório

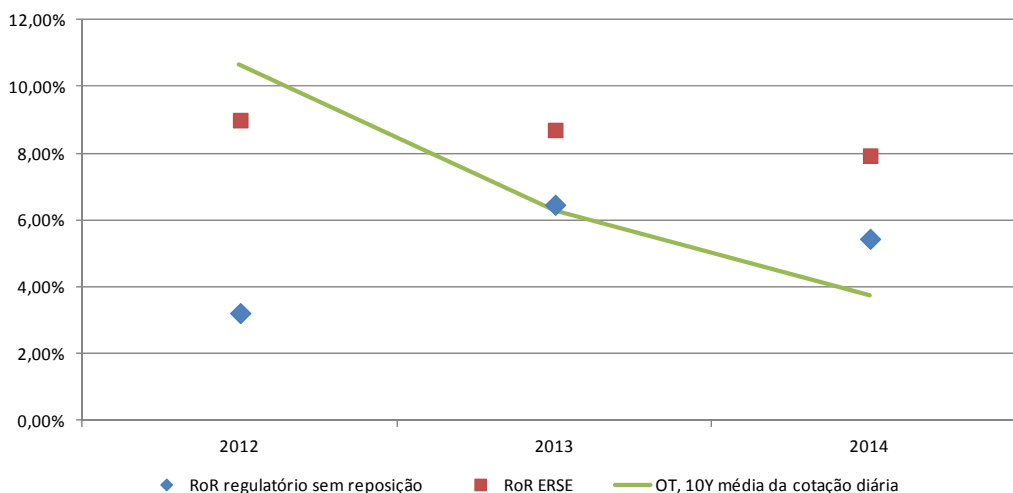
Unid: 10⁶EUR

		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	6 975	7 928	9 561
1	Custos de exploração (OPEX)	1 667	2 719	3 692
2	Custos com capital (CAPEX)	4 823	4 468	4 928
3	Reposição gradual da neutralidade financeira	248	371	450
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-237	-371	-492
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	122	85	125
6	Prestações serviços	0	0	0
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	122	85	125
c=10+11+12+13+14+15	Custos	5 566	5 059	6 793
10	Materiais Diversos			
11	FSE	2 898	2 880	3 661
12	Custos c/ Pessoal	492	491	530
13	Amortizações do Exercício	1 909	1 490	2 084
14	Provisões do Exercício	26		
15	Outros Custos Operacionais	241	197	518
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	5 444	4 974	6 668
e	RAB real regulado sem contadores	32 386	34 202	35 815
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR Regulatório	4,00%	7,55%	6,70%
f = (a - d - 3 + 4 + 5) / e	RoR regulatório sem reposição gradual neutralidade financeira	3,23%	6,47%	5,45%
	RoR ERSE	9,00%	8,71%	7,94%

Verifica-se que o RoR regulatório sem reposição gradual da neutralidade financeira tem sido inferior ao RoR ERSE. Em 2012 esta diferença foi cerca de -500 p.p.. Tal como analisado no ponto 4.2.5, os custos reais apresentados pela Sonorgás são sempre superiores aos seus proveitos permitidos, o que justifica as diferenças entre estas taxas.

A Figura 6-11 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Sonorgás, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-11 - Taxa de remuneração Sonorgás



6.9 TAGUSGÁS

Quadro 6-11 - RoR Regulatório

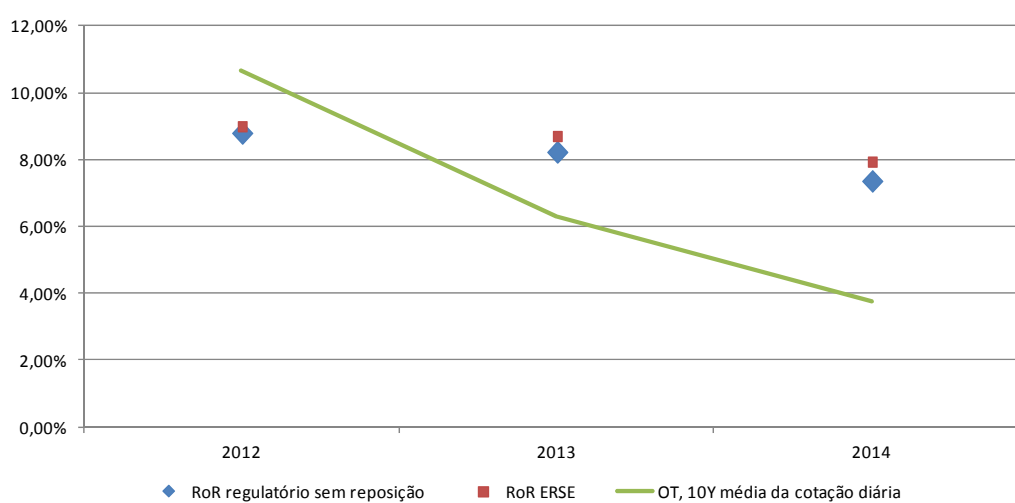
Unid: 10⁶EUR

		2012	2013	2014
a = 1+2+3-4-5	Proveitos permitidos reais	12 894	13 660	13 438
1	Custos de exploração (OPEX)	3 300	3 284	3 311
2	Custos com capital (CAPEX)	8 902	9 027	8 674
3	Reposição gradual da neutralidade financeira	275	358	435
4	Ajustamento tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-417	-991	-1 019
5	Ajustamento CAPEX			
b=6+7+8+9	Proveitos	143	149	75
6	Prestações serviços	87	87	58
7	Outras vendas			
8	Proveitos suplementares			
9	Outros Proveitos Operacionais	55	62	16
c=10+11+12+13+14+15	Custos	5 679	6 075	6 237
10	Materiais Diversos	2	4	29
11	FSE	2 211	2 261	2 488
12	Custos c/ Pessoal	1 144	1 317	1 287
13	Amortizações do Exercício	2 083	2 274	2 395
14	Provisões do Exercício	0		
15	Outros Custos Operacionais	238	218	38
d=c-b	Custos reais empresa líquidos proveitos	5 536	5 926	6 162
e	RAB real regulado sem contadores	75 762	77 555	79 066
f = (a - d + 4 + 5) / e	RoR Regulatório	9,16%	8,69%	7,91%
f = (a - d - 3 + 4 + 5) / e	RoR regulatório sem reposição gradual neutralidade financeira	8,80%	8,23%	7,36%
	RoR ERSE	9,00%	8,71%	7,94%

Na comparação entre RoR regulatório sem reposição gradual da neutralidade financeira e RoR ERSE verifica-se que o RoR regulatório sem reposição gradual da neutralidade financeira tem sido ligeiramente inferior ao RoR ERSE.

A Figura 6-12 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Tagusgás, tendo em conta o cálculo regulatório. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 10 anos.

Figura 6-12 - Taxa de remuneração Tagusgás



7 GLOSSÁRIO

Ativo Bruto: Para efeitos desta análise, o ativo bruto não inclui o capital circulante, correspondendo assim ao imobilizado bruto (ativos fixos tangíveis e intangíveis)

Ativo Líquido = Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos

CAPEX = Remuneração do RAB + Amortizações do exercício

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

Proveitos aceites = Proveitos permitidos definitivos do ano sem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores

Proveitos aceites ajustamento = Proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos com o efeito dos ajustamentos de anos anteriores

Proveitos faturados = proveitos faturados com a aplicação de tarifas

Proveitos tarifas = Proveitos permitidos previstos do ano considerados em tarifas

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

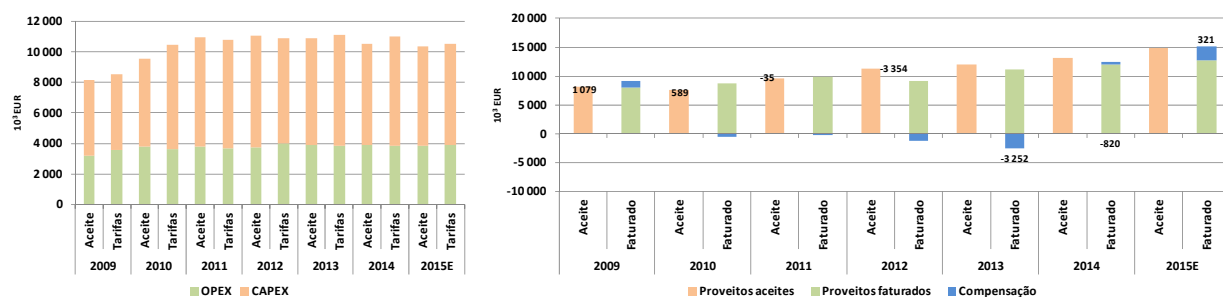
ANEXOS

I. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

1. BEIRAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

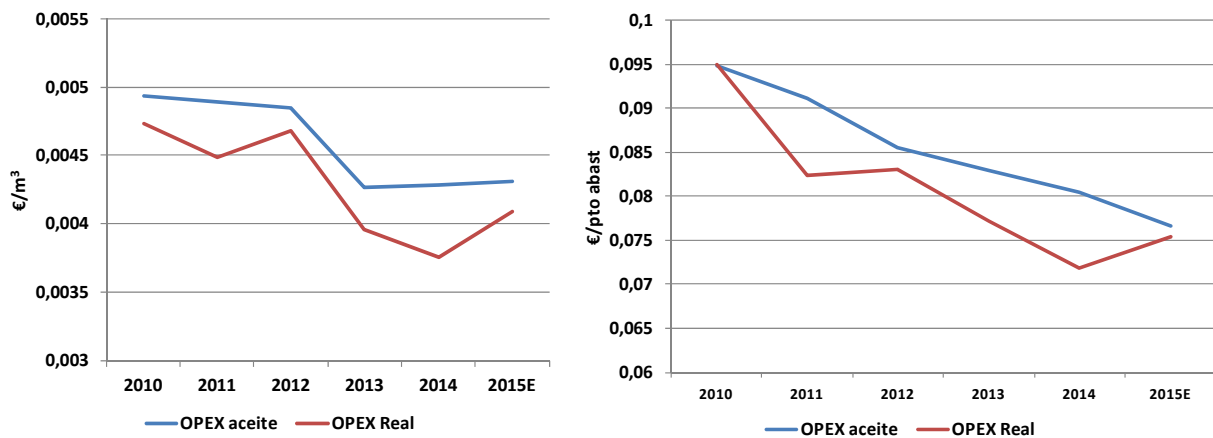
Figura I - 1 - Proveitos permitidos e análise de desvios
(preços correntes)



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

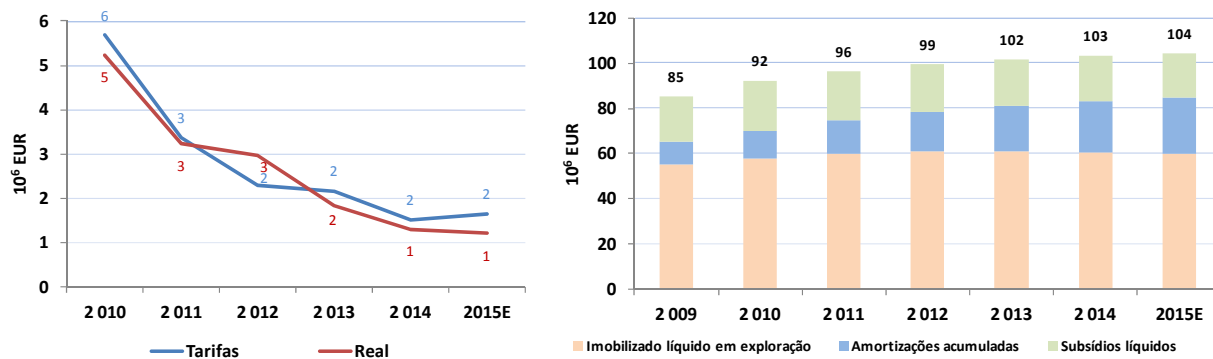
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 2 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2016)



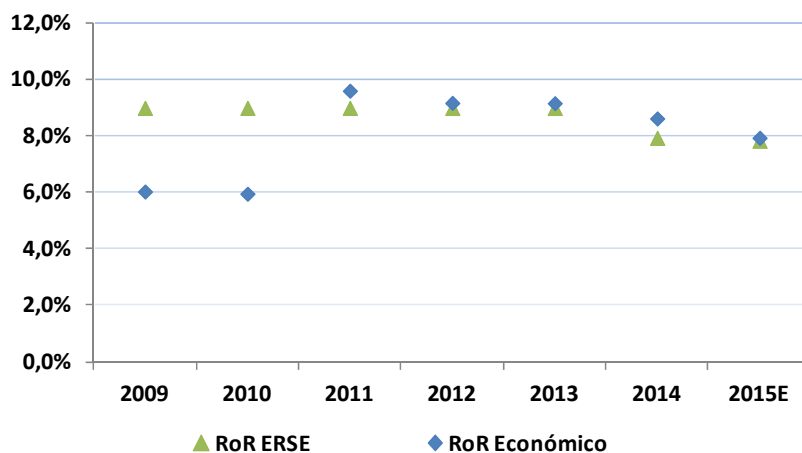
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 3 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

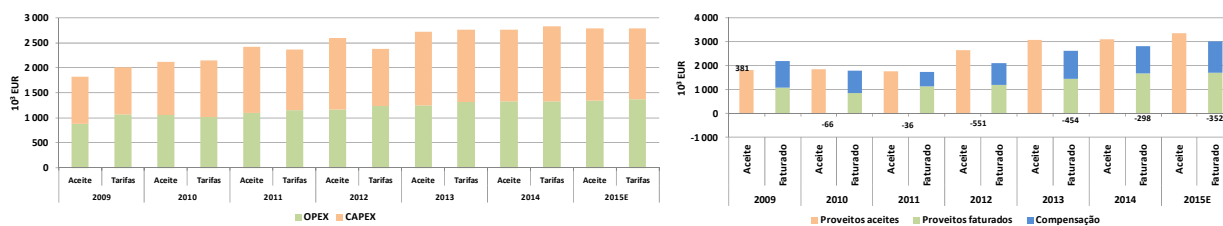
Figura I - 4 - Taxa de remuneração



2. DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

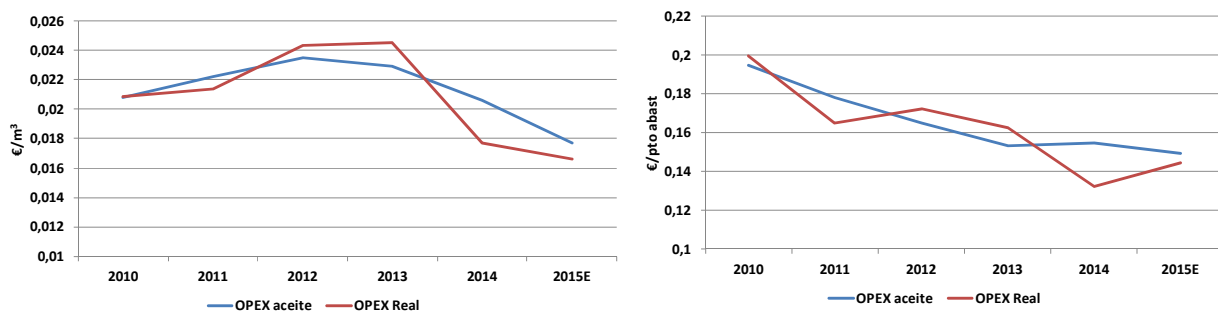
**Figura I - 5 - Proveitos permitidos e análise de desvios
(preços correntes)**



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

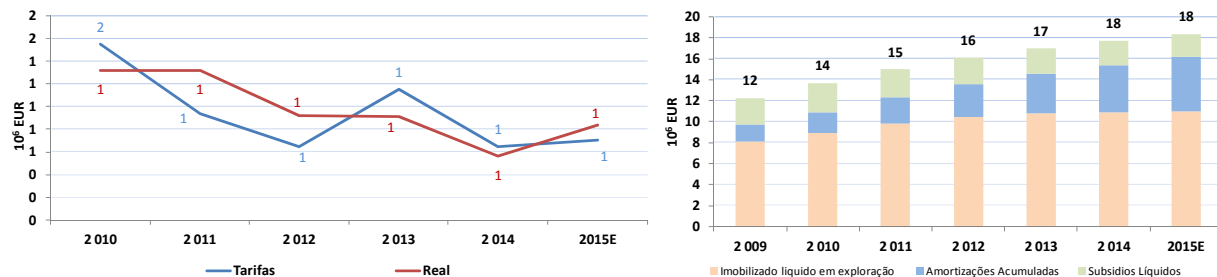
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura I - 6 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2016)**



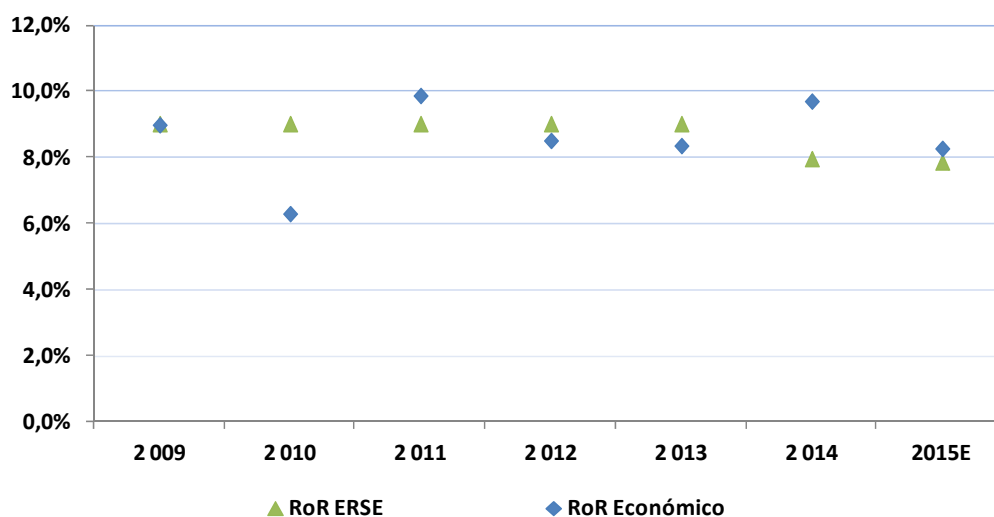
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 7 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

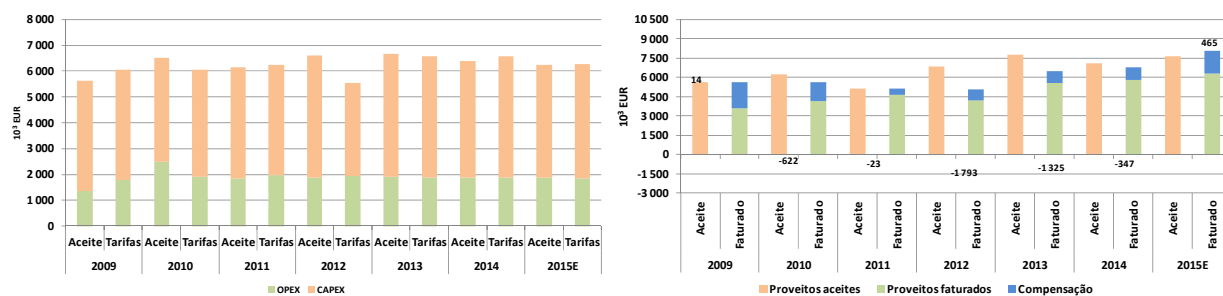
Figura I - 8 - Taxa de remuneração



3. DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

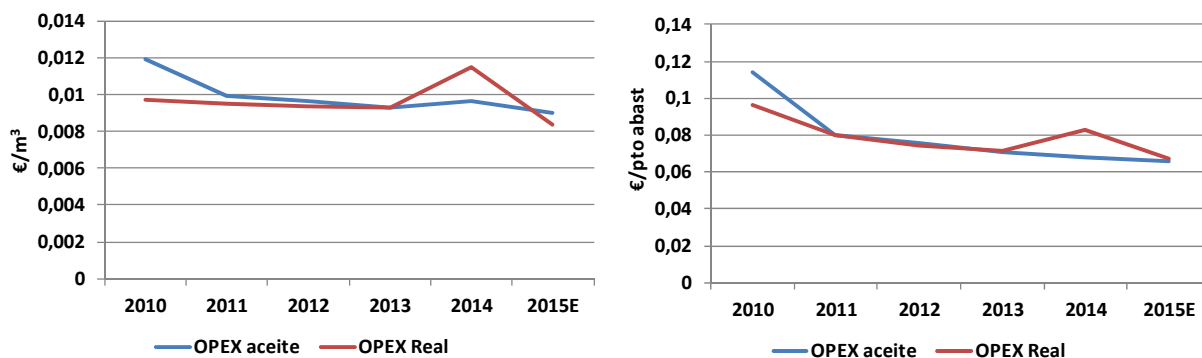
**Figura I - 9 - Proveitos permitidos e análise de desvios
(preços correntes)**



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

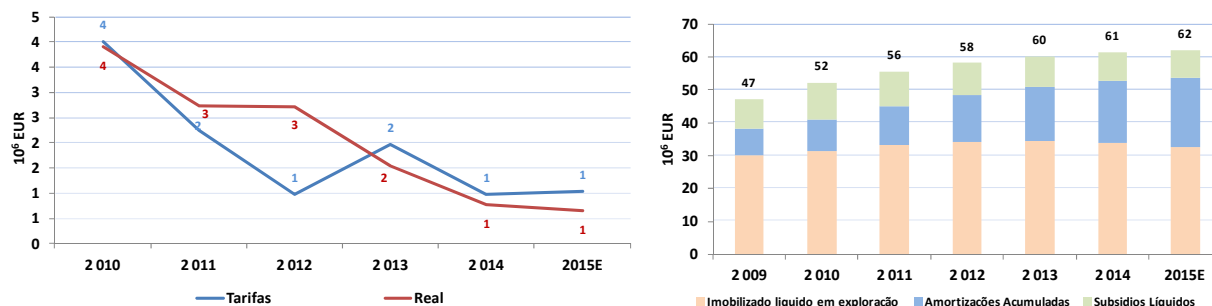
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura I - 10 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2016)**



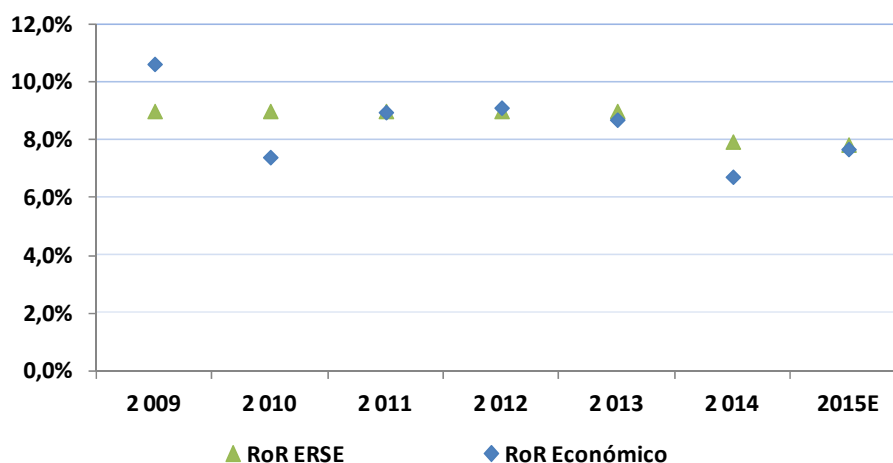
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 11 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

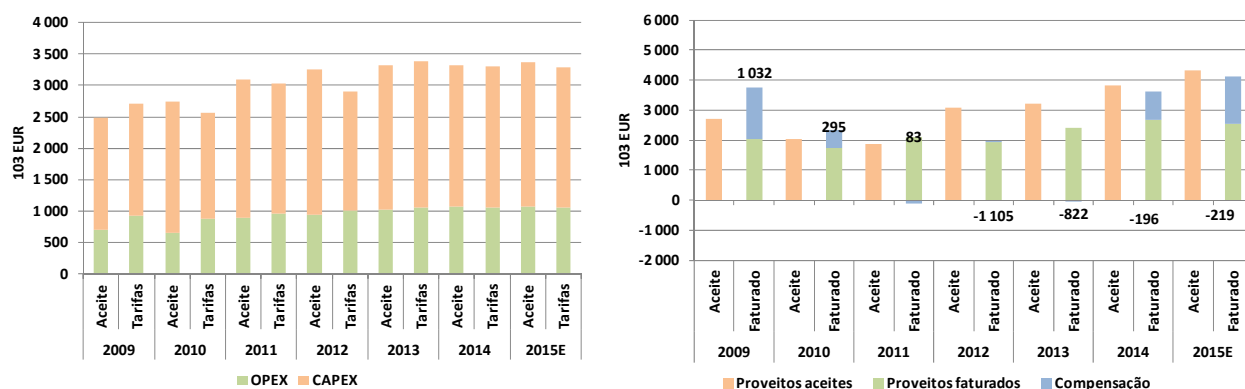
Figura I - 12 - Taxa de remuneração



4. MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

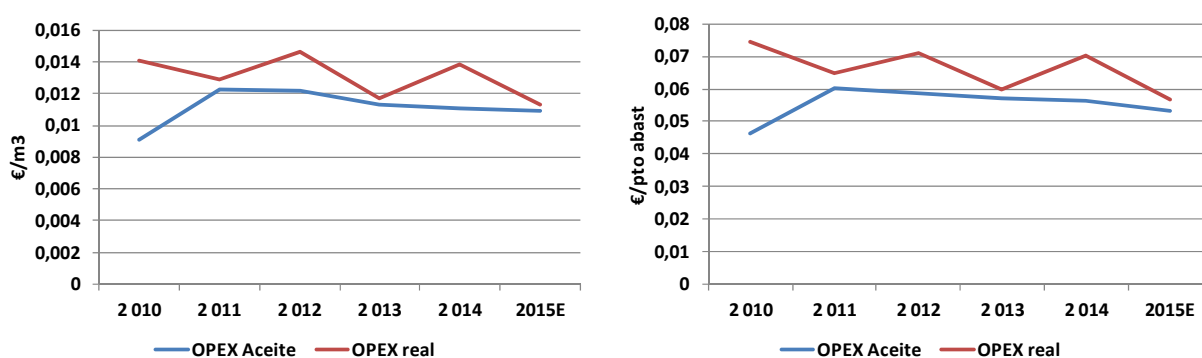
**Figura I - 13 - Proveditos permitidos e análise de desvios
(preços correntes)**



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

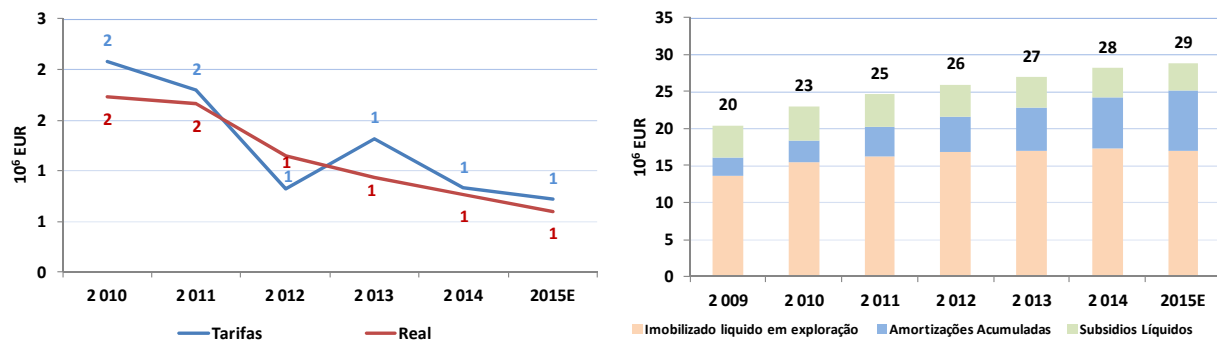
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

**Figura I - 14 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2016)**



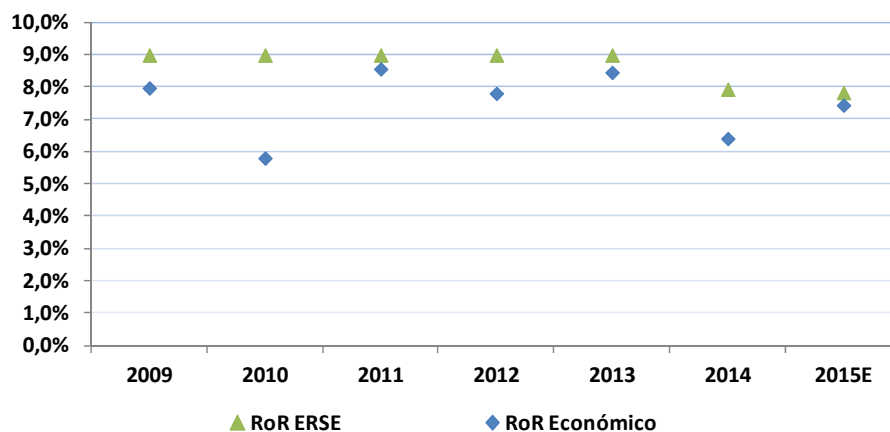
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 15 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

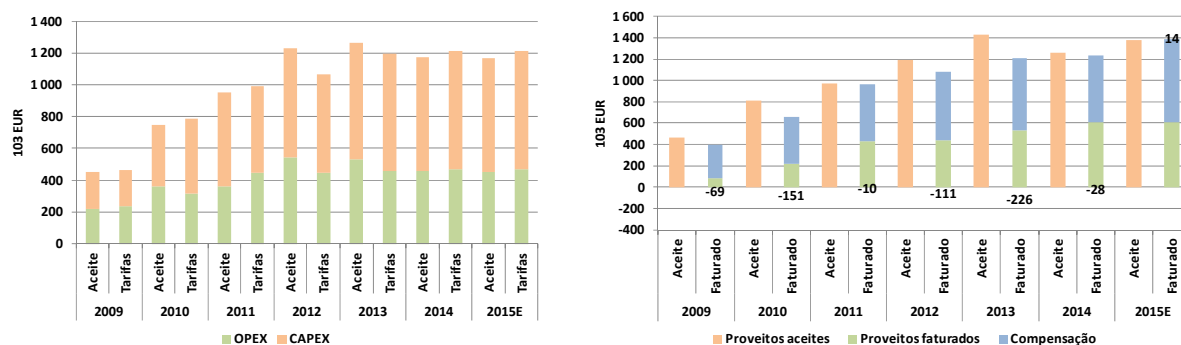
Figura I - 16 - Taxa de remuneração



5. PAXGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

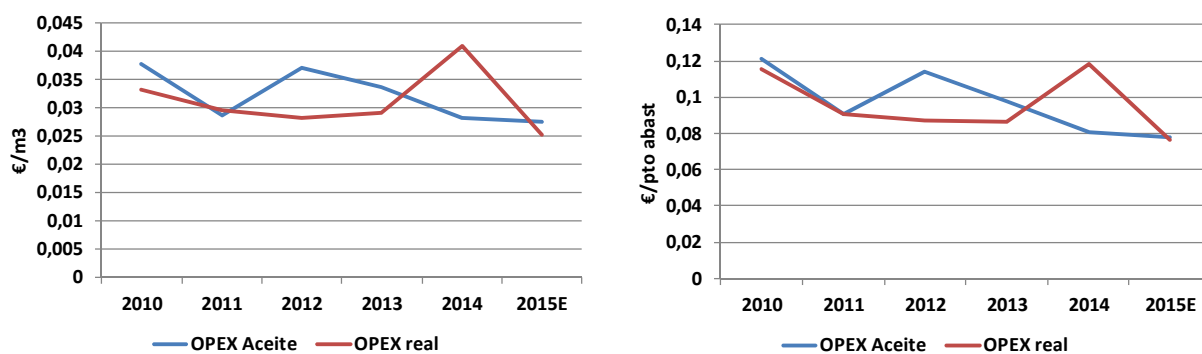
Figura I - 17 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios
(preços correntes)



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

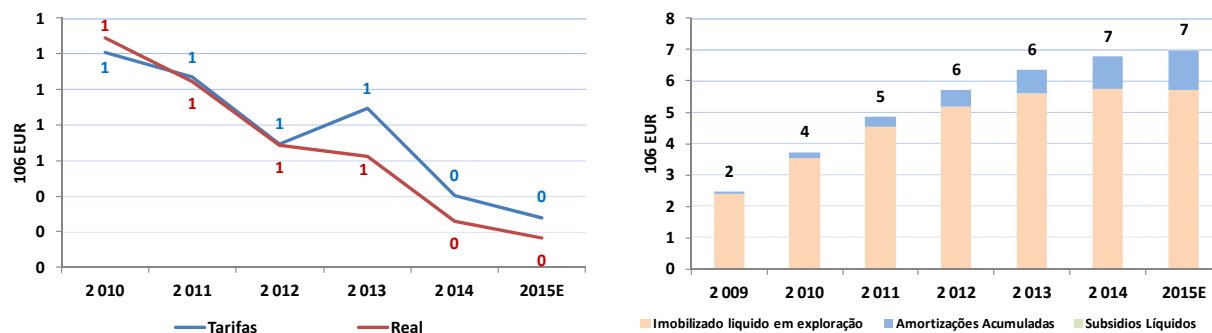
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 18 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2016)



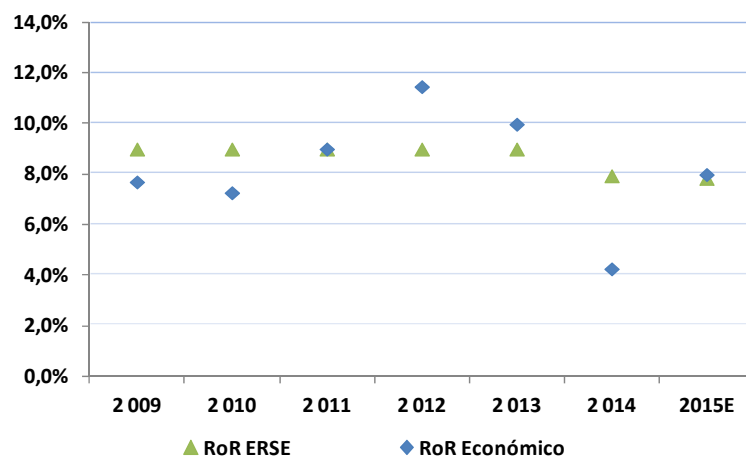
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 19 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura I - 20 - Taxa de remuneração

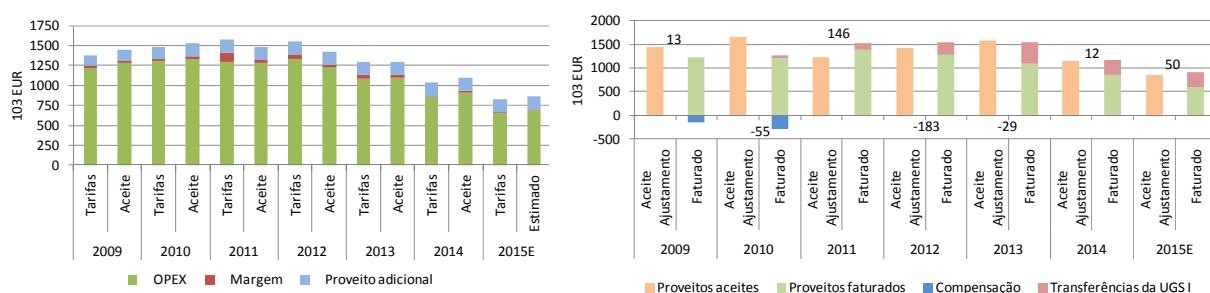


II. ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

1. BEIRAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

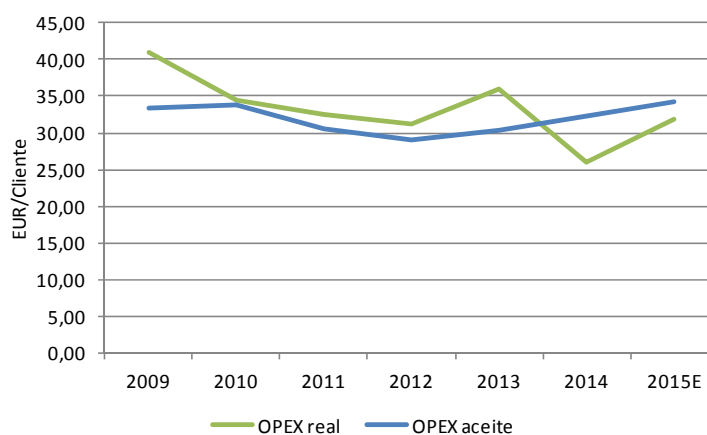
Figura II - 1 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)



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 DRIVER DE CUSTO

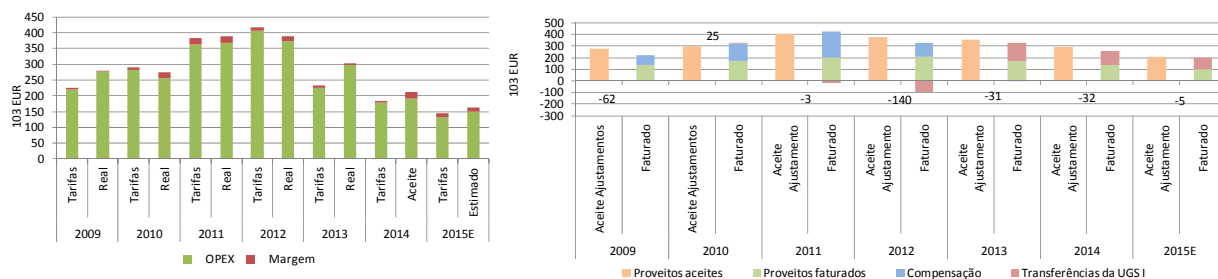
Figura II - 2 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)



2. DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

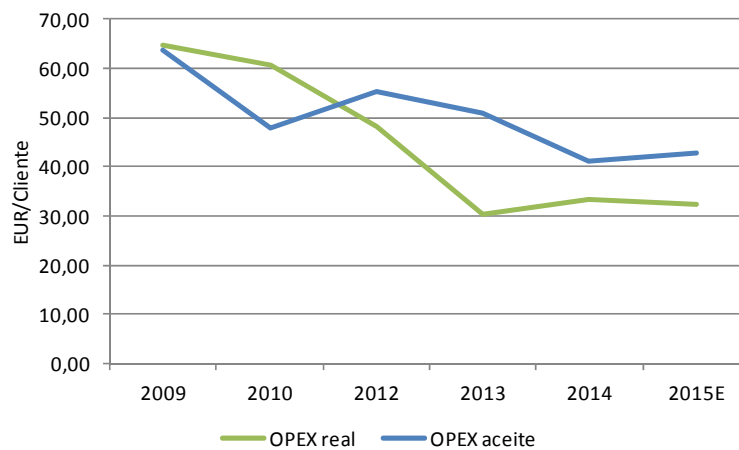
Figura II - 3 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)



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 DRIVER DE CUSTO

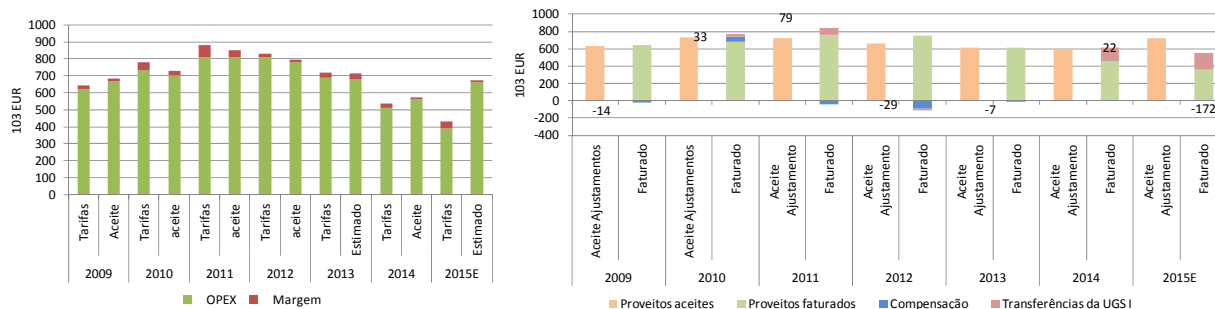
Figura II - 4 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)



3. DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

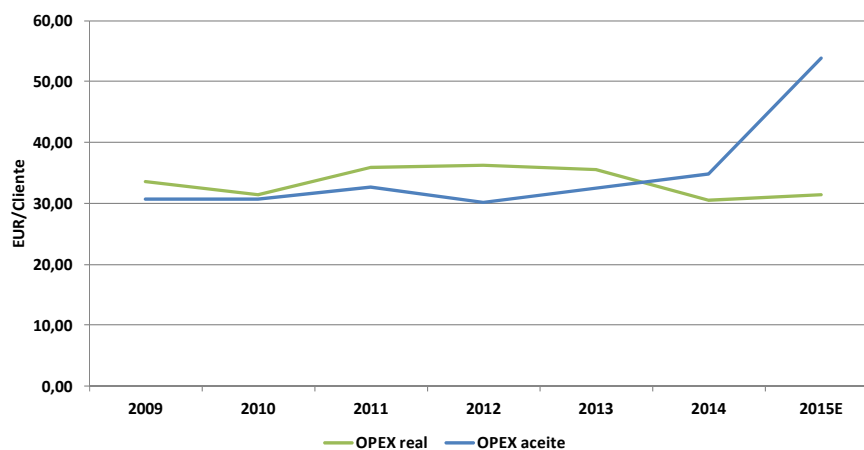
Figura II - 5 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)



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 DRIVER DE CUSTO

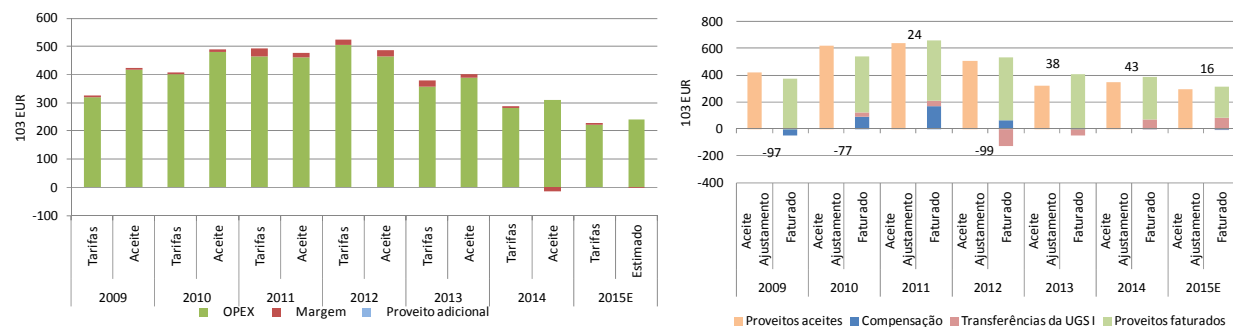
Figura II - 6 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)



4. MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

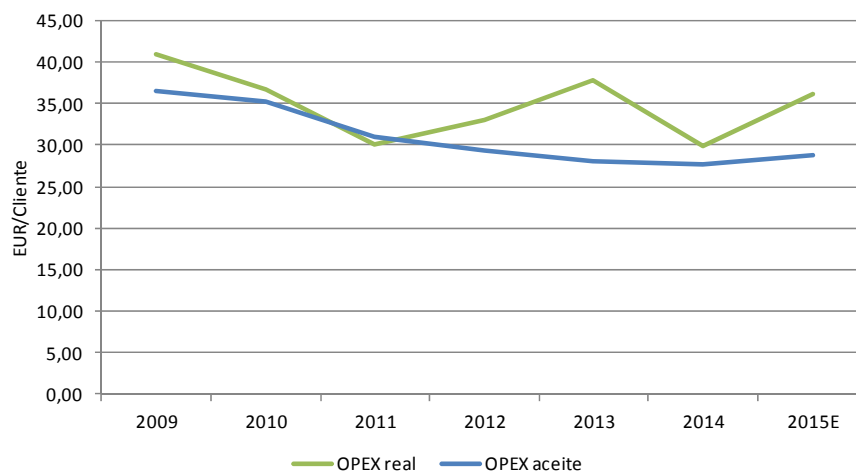
Figura II - 7 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)



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 DRIVER DE CUSTO

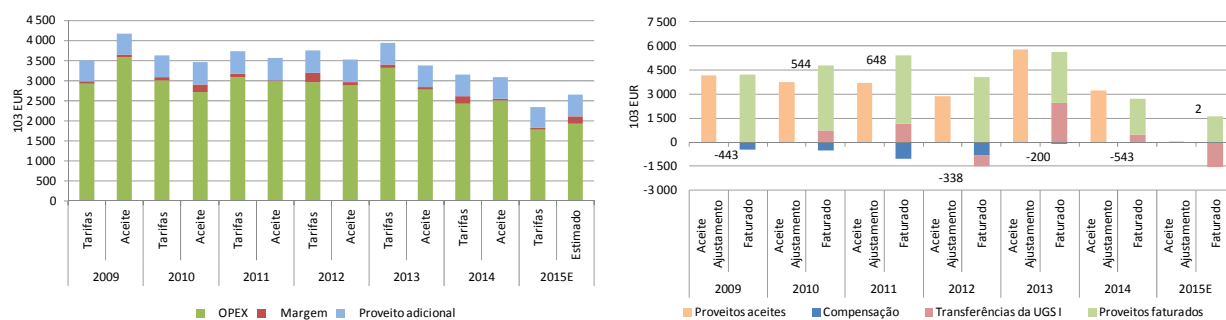
Figura II - 8 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)



5. SETGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

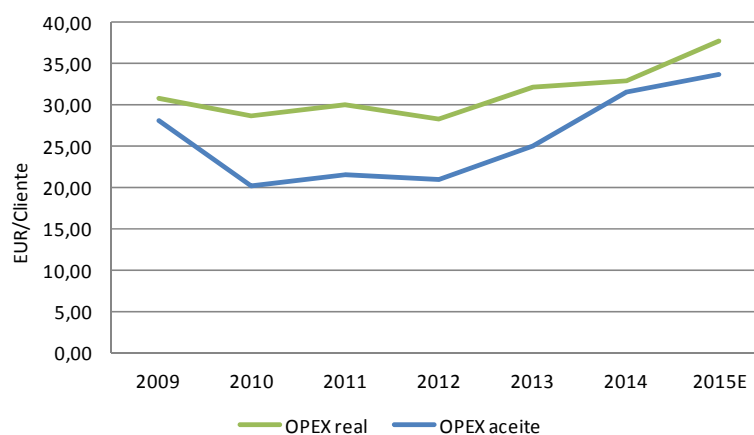
Figura II - 9 - Projeitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)



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 DRIVER DE CUSTO

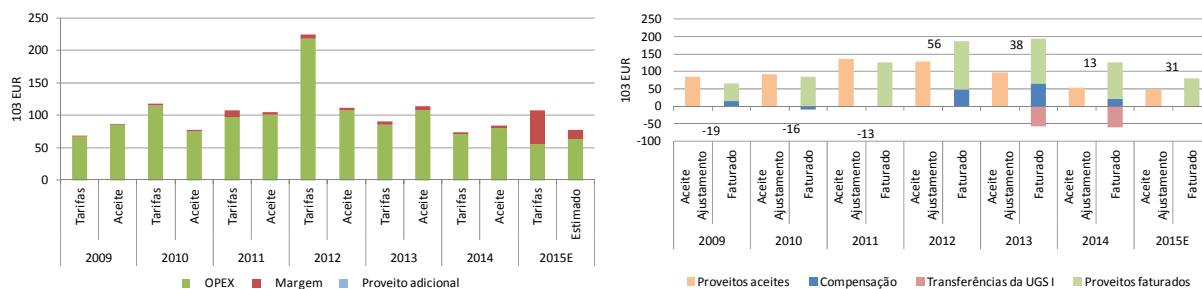
Figura II - 10 - OPEX por cliente (preços constantes 2016)



6. PAXGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

**Figura II - 11 - Projeitos permitidos reais e análise 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 DRIVER DE CUSTO

**Figura II - 12 - OPEX por cliente
(preços constantes 2016)**

