

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

Maio 2019

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	7
3	ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO.....	13
3.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	13
3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e análise de desvios	13
3.1.2	Evolução do OPEX por <i>Driver</i> de Custo.....	16
3.1.3	Investimento.....	18
3.1.4	Ativo Bruto e Ativo Líquido	19
3.2	Atividade de Transporte de gás natural e atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	19
3.2.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	19
3.2.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo	23
3.2.3	Investimento.....	25
3.2.4	Ativo bruto e ativo líquido	27
3.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo.....	28
3.3.1	REN Armazenagem	28
3.3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	28
3.3.1.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo	30
3.3.1.3	Investimento	31
3.3.1.4	Ativo bruto e ativo líquido	33
4	ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO	35
4.1	Análise Global	35
4.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios	35
4.1.2	Evolução do OPEX por <i>Driver</i> de Custo.....	38
4.1.3	Investimento e ativo bruto/ativo líquido.....	40
4.2	Análise por empresa	42
4.2.1	Lisboagás	43
4.2.2	Lusitaniagás	47
4.2.3	REN Portgás	51
4.2.4	Setgás	54
4.2.5	Sonorgás.....	58
4.2.6	Tagusgás	62
5	ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO	67
5.1	Análise Global	67
5.1.1	Evolução do OPEX e Apuramento de desvios	67

5.1.2	Evolução do OPEX por <i>driver</i> de custo.....	69
5.2	Análise por empresa	71
5.2.1	Lisboagás	72
5.2.2	Lusitaniagás	75
5.2.3	EDP Gás SU	77
5.2.4	Sonorgás	79
5.2.5	Tagusgás	83
6	ANÁLISE DA RENTABILIDADE	87
6.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	87
6.2	Atividade de Transporte de gás natural	89
6.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo.....	91
6.4	Atividade de Distribuição	92
6.5	Total dos 11 ORD	93
6.6	Lisboagás.....	94
6.7	Lusitaniagás.....	95
6.8	REN Portgás.....	96
6.9	Setgás	97
6.10	Sonorgás.....	98
6.11	Tagusgás.....	99
7	GLOSSÁRIO	101
	ANEXOS.....	103
I.	Atividade de Distribuição	103
1.	Beiragás	103
2.	Dianagás	105
3.	Duriensegás	107
4.	Medigás	109
5.	Paxgás.....	111
II.	Atividade de Comercialização	115
1.	Beiragás	115
2.	Dianagás	117
3.	Duriensegás	119
4.	Medigás	121
5.	Setgás	123
6.	Paxgás.....	125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Análise de desvios na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (preços correntes).....	14
Figura 3-2 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (preços correntes).....	15
Figura 3-3 - Custos unitários por energia regaseificada (preços constantes 2018).....	16
Figura 3-4 - Custos unitários por capacidade de emissão (preços constantes 2018).....	17
Figura 3-5 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	18
Figura 3-6 - Evolução do ativo real na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	19
Figura 3-7 - Análise de desvios na atividade de Transporte (preços correntes).....	20
Figura 3-8 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de transporte (preços correntes).....	21
Figura 3-9 - Análise de desvios na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN (preços correntes) ...	21
Figura 3-10 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN (preços correntes).....	23
Figura 3-11 - Custos unitários por energia transportada (preços constantes 2018).....	23
Figura 3-12 - Custos unitários por km de rede (preços constantes 2018).....	24
Figura 3-13 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Transporte.....	25
Figura 3-14 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	26
Figura 3-15 - Evolução do ativo real na atividade de Transporte.....	27
Figura 3-16 - Evolução do ativo real na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.....	27
Figura 3-17 - Análise de desvios da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem (preços correntes).....	29
Figura 3-18 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem (preços correntes).....	30
Figura 3-19 - Custos unitários por capacidade de armazenamento (preços constantes 2018).....	31
Figura 3-20 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem.....	32
Figura 3-21 - Evolução do ativo real da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem.....	33
Figura 4-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 ORD (preços correntes).....	36
Figura 4-2 - Reposição gradual da neutralidade financeira dos 11 ORD.....	37
Figura 4-3 - Análise de desvios dos 11 ORD (preços correntes).....	38
Figura 4-4 - Custos unitários por energia distribuída dos 11 ORD (preços constantes 2018).....	39
Figura 4-5 - Custos unitários por ponto de abastecimento dos 11 ORD (preços constantes 2018).....	39
Figura 4-6 - Evolução do imobilizado em exploração dos 11 ORD.....	41

Figura 4-7 - Evolução do ativo real dos 11 ORD	42
Figura 4-8 - Evolução dos proveitos permitidos da Lisboagás (preços correntes)	43
Figura 4-9 - Análise de desvios da Lisboagás (preços correntes)	44
Figura 4-10 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Lisboagás (preços constantes de 2018).....	45
Figura 4-11 - Evolução do imobilizado em exploração da Lisboagás	46
Figura 4-12 - Evolução do ativo real da Lisboagás	46
Figura 4-13 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás (preços correntes)	47
Figura 4-14 - Análise de desvios da Lusitaniagás (preços correntes)	48
Figura 4-15 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Lusitaniagás (preços constantes de 2018).....	49
Figura 4-16 - Evolução do imobilizado em exploração da Lusitaniagás	50
Figura 4-17 - Evolução do ativo real da Lusitaniagás	50
Figura 4-18 - Evolução dos proveitos permitidos da REN Portgás (preços correntes).....	51
Figura 4-19 - Análise de desvios da REN Portgás (preços correntes)	52
Figura 4-20 - OPEX por <i>driver</i> de custo da REN Portgás (preços constantes de 2018).....	52
Figura 4-21 - Evolução do imobilizado em exploração da REN Portgás	53
Figura 4-22 - Evolução do ativo real da REN Portgás	54
Figura 4-23 - Evolução dos proveitos permitidos da Setgás (preços correntes)	55
Figura 4-24 - Análise de desvios da Setgás (preços correntes)	55
Figura 4-25 - OPEX por <i>driver</i> de custo (preços constantes de 2018).....	56
Figura 4-26 - Evolução do imobilizado em exploração da Setgás	57
Figura 4-27 - Evolução do ativo real da Setgás	57
Figura 4-28 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás (preços correntes).....	58
Figura 4-29 - Análise de desvios da Sonorgás (preços correntes)	59
Figura 4-30 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Sonorgás (preços constantes de 2018)	60
Figura 4-31 - Evolução do imobilizado em exploração da Sonorgás	61
Figura 4-32 - Evolução do ativo real da Sonorgás	61
Figura 4-33 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás (preços correntes)	62
Figura 4-34 - Análise de desvios da Tagusgás (preços correntes)	63
Figura 4-35 - OPEX por <i>driver</i> de custo da Tagusgás (preços constantes de 2018).....	64
Figura 4-36 - Evolução do imobilizado em exploração da Tagusgás	65
Figura 4-37 - Evolução do ativo real da Tagusgás	66
Figura 5-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 CURr (preços correntes).....	67
Figura 5-2 - Evolução dos desvios dos 11 CURr (preços correntes)	69
Figura 5-3 - Custos unitários por cliente (preços constantes 2018).....	70

Figura 5-4 - Evolução dos proveitos permitidos da LisboaGás (preços correntes)	72
Figura 5-5 - Análise de desvios da LisboaGás (preços correntes)	73
Figura 5-6 - OPEX por cliente da LisboaGás (preços constantes de 2018).....	74
Figura 5-7 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás (preços correntes)	75
Figura 5-8 - Análise de desvios da Lusitaniagás (preços correntes)	76
Figura 5-9 - OPEX por cliente da Lusitaniagás (preços constantes de 2018).....	76
Figura 5-10- Evolução dos proveitos permitidos da EDP Gás SU (preços correntes)	77
Figura 5-11 - Análise de desvios da EDP Gás SU (preços correntes)	78
Figura 5-12 - OPEX por cliente da EDP Gás SU (preços constantes de 2018).....	79
Figura 5-13 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás (preços correntes).....	80
Figura 5-14 - Análise de desvios da Sonorgás (preços correntes)	80
Figura 5-15 - OPEX por cliente da Sonorgás (preços constantes de 2018)	81
Figura 5-16 – Relação entre FSE e o nº de Clientes	82
Figura 5-17 - Evolução dos proveitos permitidos da TagusGás (preços correntes)	83
Figura 5-18 - Análise de desvios da TagusGás (preços correntes)	84
Figura 5-19 - OPEX por cliente da TagusGás (preços constantes de 2018)	84
Figura 6-1 - Taxa de remuneração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	89
Figura 6-2 - Taxa de remuneração da atividade de Transporte	90
Figura 6-3 - Taxa de remuneração da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	91
Figura 6-4 - Taxa de remuneração da atividade de Armazenamento Subterrâneo	92
Figura 6-5 - Taxa de remuneração dos 11 ORD	94
Figura 6-6 - Taxa de remuneração LisboaGás.....	95
Figura 6-7 - Taxa de remuneração Lusitaniagás.....	96
Figura 6-8 - Taxa de remuneração REN Portgás.....	97
Figura 6-9 - Taxa de remuneração Setgás.....	98
Figura 6-10 - Taxa de remuneração Sonorgás	99
Figura 6-11 - Taxa de remuneração TagusGás.....	100
Figura I - 1 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes)	103
Figura I - 2 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2018)	104
Figura I - 3 - Imobilizado em exploração e ativo real	104
Figura I - 4 - Taxa de remuneração	105
Figura I - 5 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes)	105
Figura I - 6 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2018)	106

Figura I - 7 - Imobilizado em exploração e ativo real	106
Figura I - 8 - Taxa de remuneração	107
Figura I - 9 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes)	107
Figura I - 10 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2018)	108
Figura I - 11 - Imobilizado em exploração e ativo real	108
Figura I - 12 - Taxa de remuneração	109
Figura I - 13 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes)	109
Figura I - 14 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2018)	110
Figura I - 15 - Imobilizado em exploração e ativo real	110
Figura I - 16 - Taxa de remuneração	111
Figura I - 17 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)	111
Figura I - 18 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2018)	112
Figura I - 19 - Imobilizado em exploração e ativo real	112
Figura I - 20 - Taxa de remuneração	113
Figura II - 1 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes).....	115
Figura II - 2 - OPEX por cliente (preços constantes 2018)	116
Figura II - 3 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes).....	117
Figura II - 4 - OPEX por cliente (preços constantes 2018)	118
Figura II - 5 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes).....	119
Figura II - 6 - OPEX por cliente (preços constantes 2018)	120
Figura II - 7 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes).....	121
Figura II - 8 - OPEX por cliente (preços constantes 2018)	122
Figura II - 9 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes).....	123
Figura II - 10 - OPEX por cliente (preços constantes 2018)	124
Figura II - 11 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)	125
Figura II - 12 - OPEX por cliente (preços constantes 2018)	126

1 INTRODUÇÃO

O presente documento pretende avaliar o desempenho das várias atividades reguladas do setor do gás natural. A importância desta análise assume maior relevância por iniciar-se o novo período de regulação do setor do gás natural em janeiro de 2020.

Recorde-se que as metodologias de regulação aplicadas até à data nos proveitos permitidos 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 assegurado 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 (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 voltar a 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.

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)

As questões associadas às particularidades das metodologias regulatórias são desenvolvidas com mais detalhe no capítulo 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 2017, é relativamente curto, o que reflete o facto da regulação no setor do gás natural ser ainda recente³.

De seguida são apresentadas as principais conclusões resultantes das análises efetuadas.

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

Em todas as atividades reguladas de alta pressão (AP), verificou-se nos últimos anos uma alteração significativa no diferencial entre os proveitos previstos em tarifas e aquelas que ocorreram em termos reais. Ao nível das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Armazenamento Subterrâneo, ocorreu uma inversão no sentido dos ajustamentos, que de valores sistematicamente a favor das empresas, passaram para valores a devolver aos consumidores. Na atividade de Transporte de gás natural, manteve-se a tendência já iniciada em 2015 (valores a devolver pela empresa) mas com uma maior dimensão, sendo que em 2017 e previsivelmente em 2018, os valores a devolver pela empresa atingem montantes significativamente elevados.

Da mesma análise conclui-se que a trajetória dos custos reais das empresas seguiu, até 2017, as exigências da ERSE em termos de eficiência, no entanto, assistem-se a algum afastamento entre as bases de custo apresentadas pelas empresas e os proveitos permitidos associados ao OPEX⁴. Este afastamento só não ocorreu na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Em 2018, assiste-se a um aumento estimado dos custos reais das empresas. O que em alguns casos pode estar ligado ao crescimento da atividade, por via do aumento das quantidades de gás processadas pelas respetivas infraestruturas.

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. 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.

⁴ Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*

Em relação aos investimentos/ativos entrados em exploração, verifica-se um decréscimo em todas as atividades, denotando que as mesmas se encontram dimensionadas para o nível de consumos atualmente existentes. 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.

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

A atividade de Distribuição apresentou nos últimos anos uma redução ao nível dos proveitos permitidos, situação a que não é alheio ao início de um novo período de regulação em 2016 com a definição de novos parâmetros.

Quando analisados os desvios da atividade de Distribuição, verifica-se que os valores faturados por aplicação das tarifas têm sido sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos. No entanto, saliente-se que a partir de 2014 aquela situação inverte-se, passando a ocorrer desvios a devolver aos consumidores. Na estimativa para 2018 estima-se um valor significativo a devolver pela empresa.

Ao nível dos custos unitários reais e aceites verifica-se que apesar de existir um *gap* entre os custos apresentados pelas empresas e os custos considerados para tarifas, a maioria das empresas consegue com alguma facilidade atingir as metas de eficiência exigidas pelo Regulador. Esta situação é mais evidente no atual período de regulação. Verifica-se, igualmente, uma redução dos custos unitários, quer por energia distribuída, quer por pontos de abastecimento.

No que diz respeito aos investimentos, assistiu-se a uma relevante redução, em termos globais, no período de 2010 a 2015. A partir de 2016 observa-se uma tendência de crescimento justificada pela expansão geográfica da rede em alguns dos operadores. Adicionalmente, as previsões de investimento enviadas para efeitos de tarifas são sempre superiores aos valores ocorridos, pelo que 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. Neste sentido, à semelhança do ocorrido para as atividades reguladas de AP, a mensagem transmitida pela ERSE no seu parecer à proposta de PDIR GN, também vai no sentido de 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.

Na atividade de Comercialização continua-se a assistir 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 de 31 de dezembro de 2020, fixada por lei 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 todas as atividades de AP apresentam taxas próximas. O mesmo acontece na atividade de Distribuição, na qual o RoR regulatório sem reposição financeira é muito próximo do RoR ERSE.

Esta aproximação das taxas evidencia a maior facilidade que as empresas têm tido em atingir as metas de eficiência impostas pelo regulador.

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 2017 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 2017 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, REN Portgás, Setgás, Sonorgás e Tagusgás.

No capítulo 5, apresenta-se a análise para o período compreendido entre 2009 e 2017 dos proveitos permitidos, custos, desvios de faturação e ativo efetuada à efetuada globalidade dos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) e aos operadores com maior dimensão em cada grupo económico: LisboaGás, Lusitaniagás, REN Portgás, Sonorgás e Tagusgás.

No capítulo 6 é realizada uma análise à rentabilidade das empresas reguladas para os anos de 2012 a 2017. Esta análise incide sobre todas as atividades de AP e no caso da atividade de Distribuição, as análises recaem sobre os ORD com maior dimensão em cada grupo económico: LisboaGás, Lusitaniagás, REN 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 ORD 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 AP 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 o ligeiro aumento do consumo de gás natural, por força do incremento do consumo por parte dos consumidores industriais, principalmente fornecidos em AP, que compensa a relativa estagnação do consumo de gás natural ao nível do consumo doméstico e a forte volatilidade do consumo para produção de energia elétrica.

Para além de fatores adstritos ao mercado nacional, não se podem ignorar as questões internacionais que afetam o setor do gás natural, designadamente, os trabalhos de implementação do código de rede europeu relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, cuja implementação integral deverá estar concluída até 31 de maio de 2019.

Importa também tomar em consideração o contexto de reflexão europeia e nacional sobre o papel futuro dos vários vetores energéticos na nossa sociedade numa perspetiva de longo prazo, até 2050. Esta reflexão é condicionada pela política e pela agenda da União Europeia relativa à energia e ao clima que definiu os objetivos e o processo de transição para uma economia de baixo carbono. Neste enquadramento apresentado, a Agência Internacional de Energia (AIE), prevê num horizonte até 2023 um decréscimo do consumo de gás natural na Europa, prevê também que os combustíveis fósseis, em particular o gás natural, ainda sejam necessários em 2050, devendo representar 40% da procura de energia, cerca de metade do

nível de hoje⁵. Por sua vez, a Comissão Europeia, num estudo sobre “O papel das infraestruturas de gás à luz dos compromissos de descarbonização da UE a longo prazo – 2050 Cenários”⁶ também prevê a diminuição da procura de gás natural em todos os cenários que identifica para o futuro do setor.

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, do tipo *price cap*, no OPEX e uma metodologia do tipo *rate of return* (custos de investimento aceites, com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios) no CAPEX⁷ com diminuição do período de alisamento do custo de capital para 10 anos. Esta metodologia mantém-se atualmente. O período de alisamento terminou no final do primeiro semestre de 2017, passando a ser aplicada uma regulação do tipo *rate of return* no CAPEX. No período de regulação 2013-2016, implementou-se 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 seguiu uma metodologia por custos aceites até ao final período de regulação 2010-2013. No período regulatório 2013-2016, introduziu-se uma metodologia de regulação do tipo *price cap*⁸ no OPEX e do tipo *rate of return* no CAPEX (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Esta metodologia mantém-se atualmente⁹. No período de regulação 2016-2019, implementou-se, também, um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que à semelhança do mecanismo já existente na atividade de Receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

⁵ Mais informação em <https://www.iea.org/topics/naturalgas/>

⁶ Mais informação em

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/01.b.01_mf31_presentation_ec_gas_2050_infra_study_amilhat.pdf

⁷ Custo com capital, do inglês *Capital expenditure*

⁸ Os indutores de custo que determinavam 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.

⁹ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

- **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. Atualmente, mantém-se a metodologia de regulação, contudo ao nível do OPEX, ocorreu uma alteração das variáveis utilizadas, passando para uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e uma parcela indexada à capacidade utilizada na óptica comercial. Os custos de transporte por rodovia de GNL são aceites fora do mecanismo de *price cap* em função do seu custo eficiente. No período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, foi introduzido um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural, que produz efeitos sempre que estes desvios excedam um determinado limite. O objetivo desse mecanismo é atenuar os efeitos da volatilidade da procura de gás natural nos proveitos da atividade de Transporte, pois a variação dos consumos em AP é bastante dependente do consumo dos centros electroprodutores de ciclo combinado a gás natural, que é substancialmente dependente de fatores não controláveis.
- **Gestão Técnica Global do SNGN** – O OPEX desta atividade foi regulado até ao período regulatório terminado no final do primeiro semestre de 2016, através de um mecanismo de custos aceites em base anual. Desde o segundo semestre de 2016 foi aplicado um mecanismo de custos eficientes aos custos que resultam dos serviços adquiridos no interior do grupo económico e um mecanismo de custos aceites em base anual, aos restantes custos. Ao nível do CAPEX é 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 Gestão Técnica Global do SNGN 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. Desde 2016 passou a incorporar os custos com o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários do operador de armazenamento subterrâneo.

- **Distribuição de gás natural** – nesta atividade, no período de regulação iniciado em 2010-2011, passou-se de uma remuneração por custos aceites¹⁰ com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*¹¹ 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. Nos períodos de regulação seguintes manteve-se uma regulação do tipo *price cap*, sendo os indutores o número de pontos de abastecimento e a quantidade de energia veiculada no OPEX e do tipo *rate of return* no CAPEX.
- **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*¹², mantendo-se a remuneração do fundo de maneo. Acrescente-se que, nos termos dos seus contratos de concessão, as empresas concessionárias têm direito a um proveito adicional de 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 AP, 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. Na atividade de Comercialização, a definição das metas de eficiência é suportada na análise de dados históricos das empresas e na análise dos dados obtidos através de questionários realizados a cada operador e posterior análise de *benchmarking* que suporta a definição dos custos de referência da atividade.

No período de regulação que agora termina (2016-2017 a 2018-2019) os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX correspondiam a: (i) 2% na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de

¹⁰ No primeiro período de regulação foi definido um custo unitário de referência.

¹¹ Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

¹² O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

GNL, (ii) 3% na atividade de Transporte e 2% na atividade Gestão Técnica e Global do SNGN, (iii) 3% na atividade de Armazenamento Subterrâneo (iv) entre 1,5% e 5,8% por empresa, no caso da Distribuição e (v) 2% para todos os Comercializadores de último recurso.

No que respeita ao custo de capital, no período de regulação 2016-2017 a 2018-2019 manteve-se a metodologia de indexação do custo de capital introduzida no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, 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, limitadas superior e inferiormente.

Ressalva-se que para a presente análise de desempenho teve-se em consideração no cálculo do indicador OPEX real a metodologia definida para o período regulatório de 2020-2023, isto é, no cálculo do OPEX considerou-se as rubricas dos custos de exploração que integram o OPEX líquidos de rendimentos que não resultam da aplicação de tarifas, o que altera ligeiramente os valores dessa rubrica, comparativamente com os valores apresentados nos documentos dos anos anteriores.

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 tarifas¹³ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores¹⁴, 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)¹⁵, 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 das variáveis que definem os proveitos ou se se devem à evolução não prevista das variáveis de faturação considerada nas tarifas.

Registe-se que não existe uma correspondência exata entre as receitas definidas para as tarifas para um determinado ano e as receitas obtidas nesse ano, sendo esta diferença, que decorre do grau de concretização das previsões que suportaram os proveitos permitidos, ajustadas nos proveitos permitidos até dois anos tarifários subsequentes ao da definição dos proveitos permitidos.

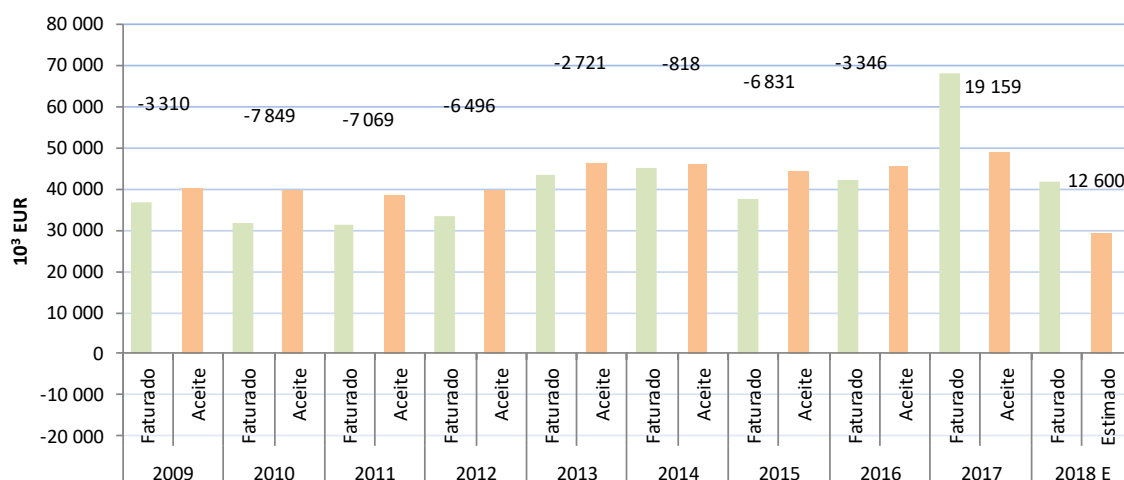
A Figura 3-1 apresenta a evolução da faturação e dos proveitos permitidos definitivos previstos considerados em ajustamentos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, do operador de terminal de GNL, a preços correntes. Verifica-se que até 2016 os valores faturados foram sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa. Em 2017, esta situação inverteu-se, passando a ocorrer ajustamentos a favor dos consumidores. Na base desta situação, está o acréscimo significativo da faturação, relativamente às previsões para os anos de 2017 e de 2018, gerando proveitos recuperados pela atividade superiores aos previstos em tarifas.

¹³ Nos gráficos indicados como Tarifas.

¹⁴ Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como “Aceite”.

¹⁵ 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 Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
(preços correntes)



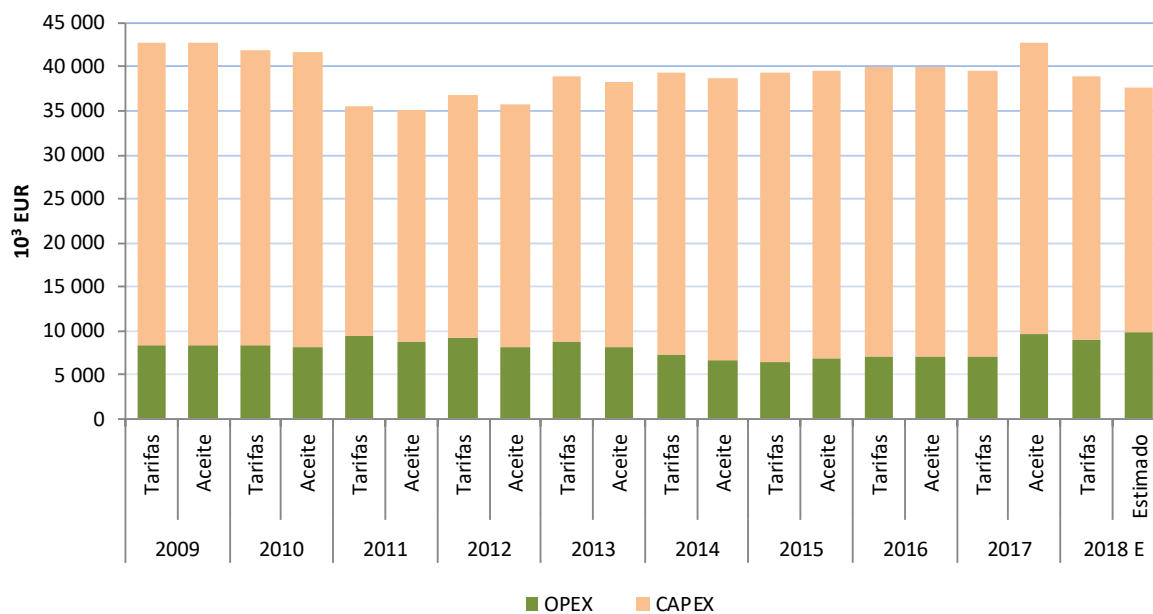
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

A Figura 3-2 apresenta a evolução dos proveitos permitidos definitivos para o ano (Aceite) e os proveitos permitidos previstos (Tarifas), da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, 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 Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL passou através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, do operador da rede de transporte (ORT), sendo posteriormente transferidos para o operador do terminal de GNL.

Verifica-se em 2017 e em 2018, um acréscimo do valor da componente do OPEX face ao aumento das quantidades regaseificadas de gás natural, pelo terminal de GNL, uma vez que um dos indutores de custo do OPEX dessa atividade, corresponde ao gás natural regaseificado.

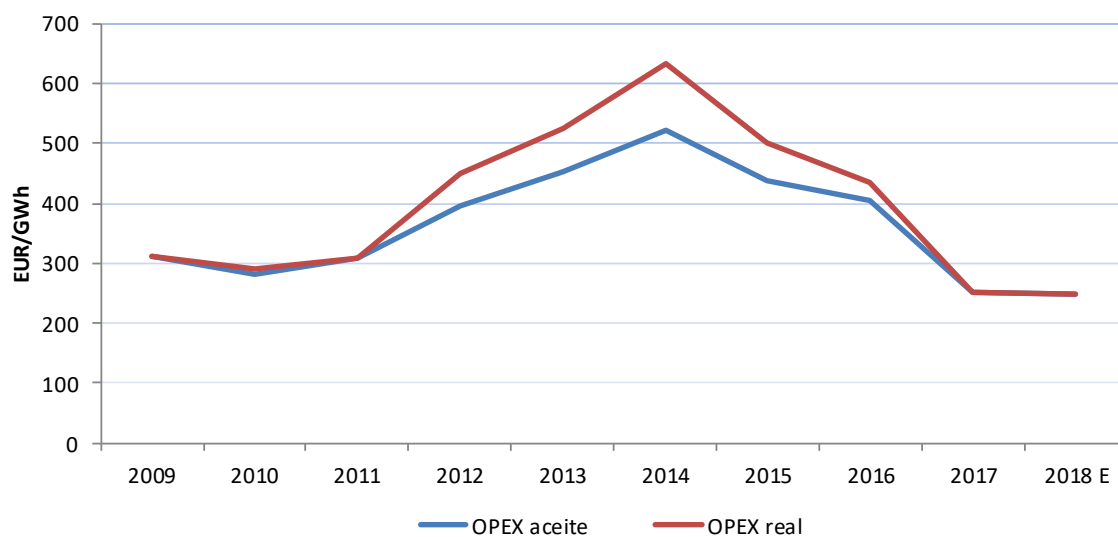
Figura 3-2 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
(preços correntes)



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.

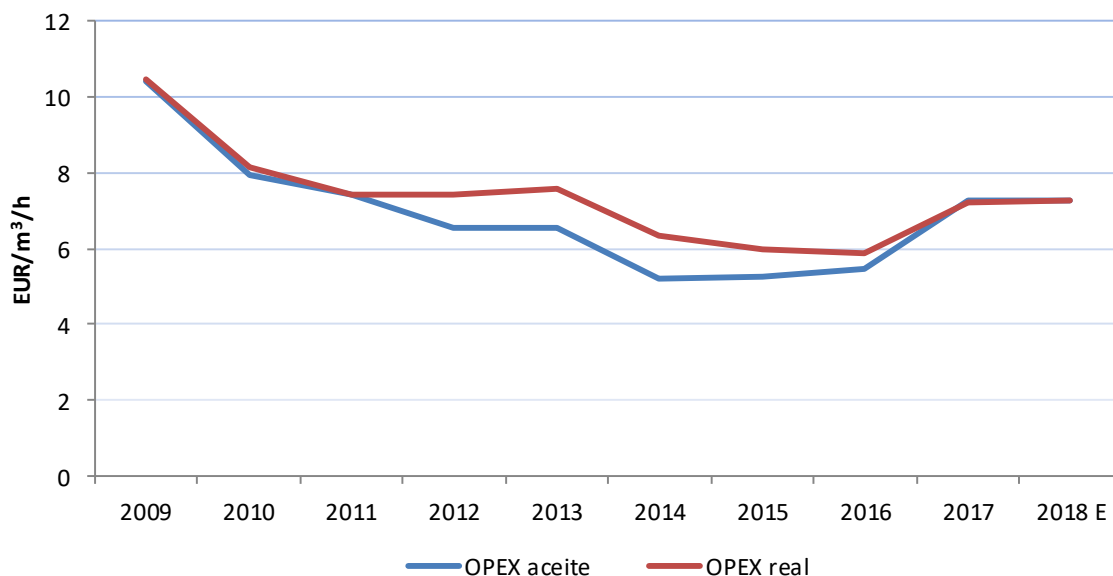
3.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR *DRIVER* DE CUSTO

Figura 3-3 - Custos unitários por energia regaseificada
(preços constantes 2018)



Verifica-se que os custos unitários por energia regaseificada aumentaram significativamente até 2014, face à grande quebra registada ao nível das quantidades de energia entregues pelo Terminal de GNL. Em 2015, iniciou-se uma inversão nas quantidades de gás natural regaseificado, com a correspondente diminuição dos custos unitários.

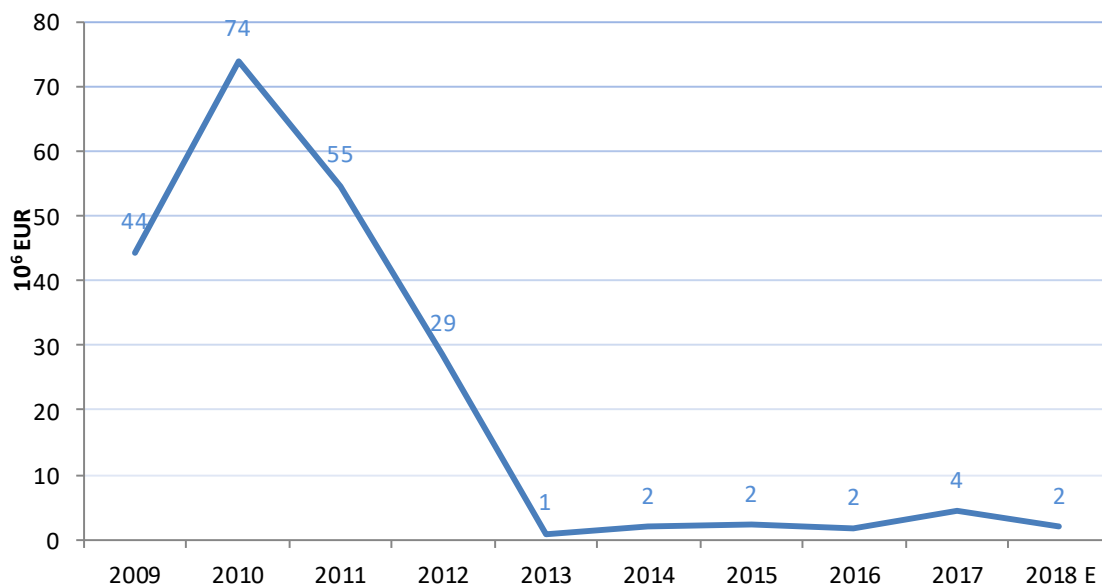
Figura 3-4 - Custos unitários por capacidade de emissão
(preços constantes 2018)



Tendo em conta que a capacidade de emissão é constante desde 2011, a figura anterior permite verificar a evolução do OPEX do Terminal de GNL. Estes custos baixaram até 2016, contudo apresentaram um acréscimo significativo em 2017 e 2018. Na origem está o aumento dos custos com eletricidade utilizada na regaseificação de GNL, face ao grande aumento das quantidades de gás natural regaseificado, ocorrido nesses dois anos.

3.1.3 INVESTIMENTO

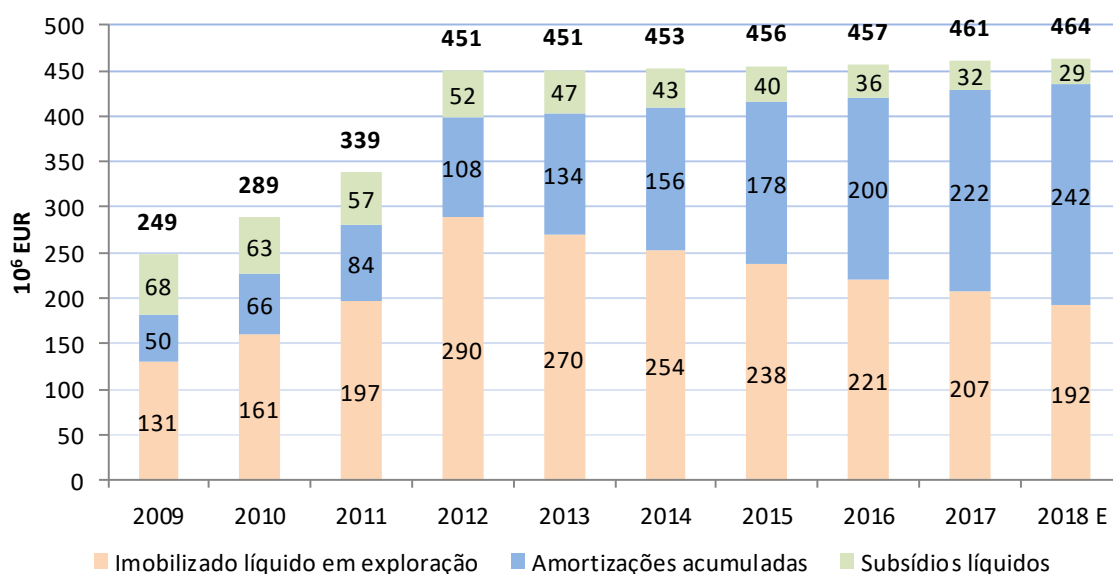
Figura 3-5 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



A Figura 3-5 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. 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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de cerca de 81%, face à entrada em exploração do terceiro tanque de armazenamento de GNL. Entre 2012 e 2018 o imobilizado bruto estabilizou, enquanto o líquido diminuiu, estimando-se que atinja em 2018 os 192 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

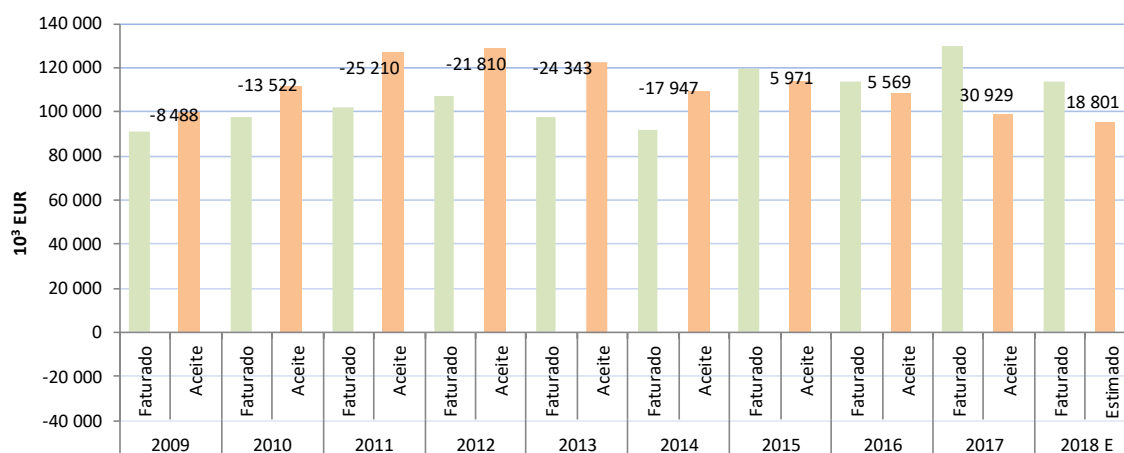
Tal como o primeiro ponto do capítulo anterior, este ponto compara os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas¹⁶ com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação

¹⁶ Nos gráficos indicados como Tarifas

das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores).

A Figura 3-7 apresenta os desvios apurados na atividade de Transporte de gás natural, do ORT, a preços correntes. Verifica-se que os valores faturados foram até 2014 inferiores aos proveitos permitidos definitivos (Aceite) 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, que atingiram valores substancialmente elevados em 2017 e 2018. Tal deve-se essencialmente ao aumento ocorrido ao nível do valor faturado por aplicação da tarifa de Uso de Rede de Transporte (URT) do ORT.

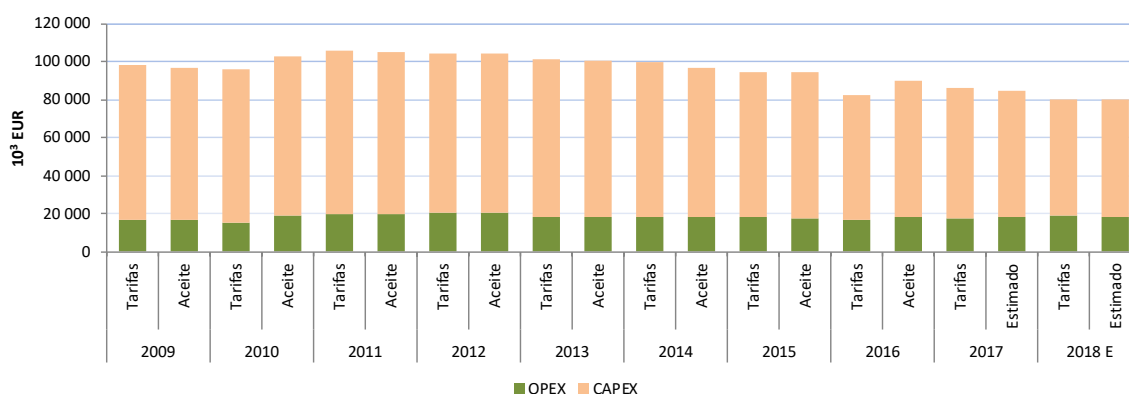
**Figura 3-7 - Análise de desvios na atividade de Transporte
(preços correntes)**



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

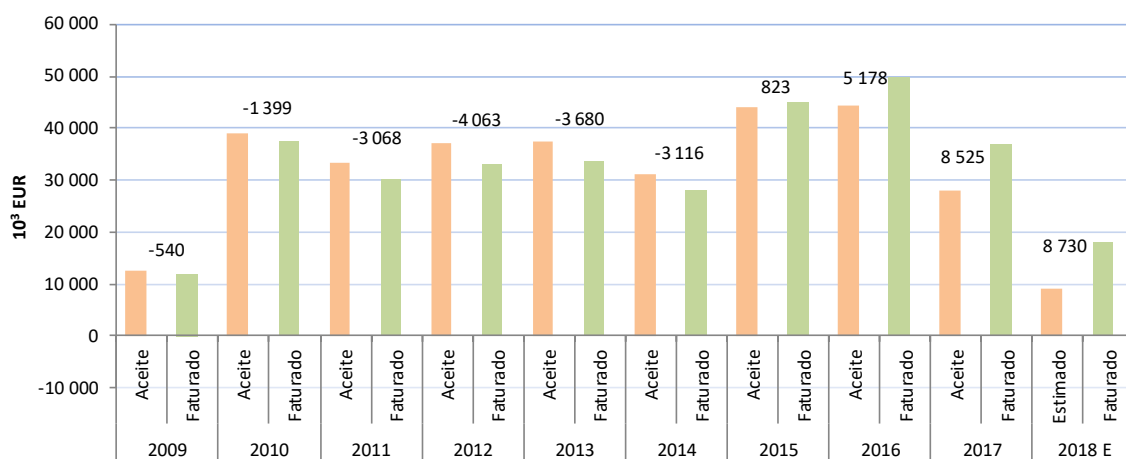
Figura 3-8 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de transporte
(preços correntes)



A análise conjunta das Figura 3-7 e Figura 3-8 evidencia que os desvios ocorridos anualmente na atividade de Transporte 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, do ORT, a preços correntes.

Figura 3-9 - Análise de desvios na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN
(preços correntes)



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

A atividade de Gestão Técnica Global do SNGN através das várias parcelas da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), recupera não só os proveitos da própria atividade, como também algumas parcelas dos

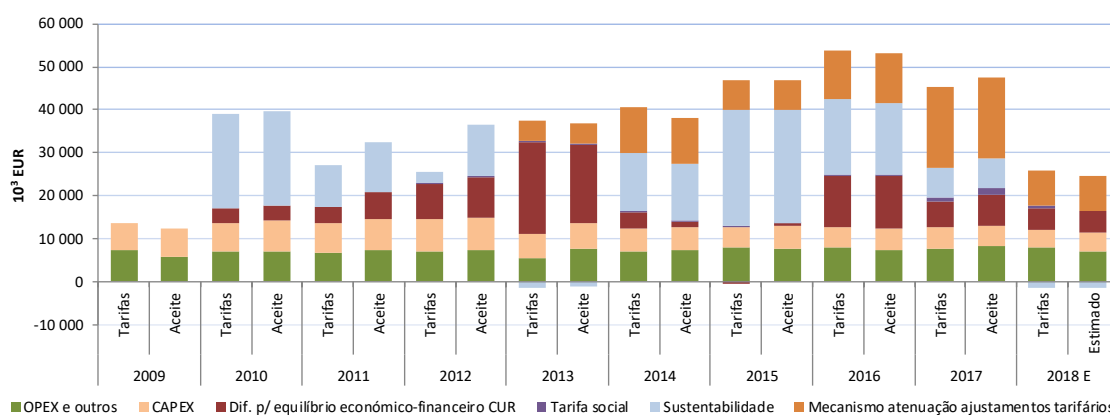
proveitos de outras atividades, que de acordo com o enquadramento definido na regulamentação do setor do gás natural, são recuperados pelas tarifas de UGS praticada pelo ORT, e posteriormente transferidas para os operadores das atividades às quais pertencem. Assim, no âmbito da tarifa de UGS são recuperados 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;
- Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários da atividade de Armazenamento Subterrâneo;
- Medidas de Sustentabilidade do SNGN.

A inversão da tendência do sentido dos ajustamentos, ocorrida desde 2015, deve-se essencialmente ao aumento do volume da faturação superior ao aumento do volume dos custos da atividade.

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 Gestão Técnica Global do SNGN, 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.

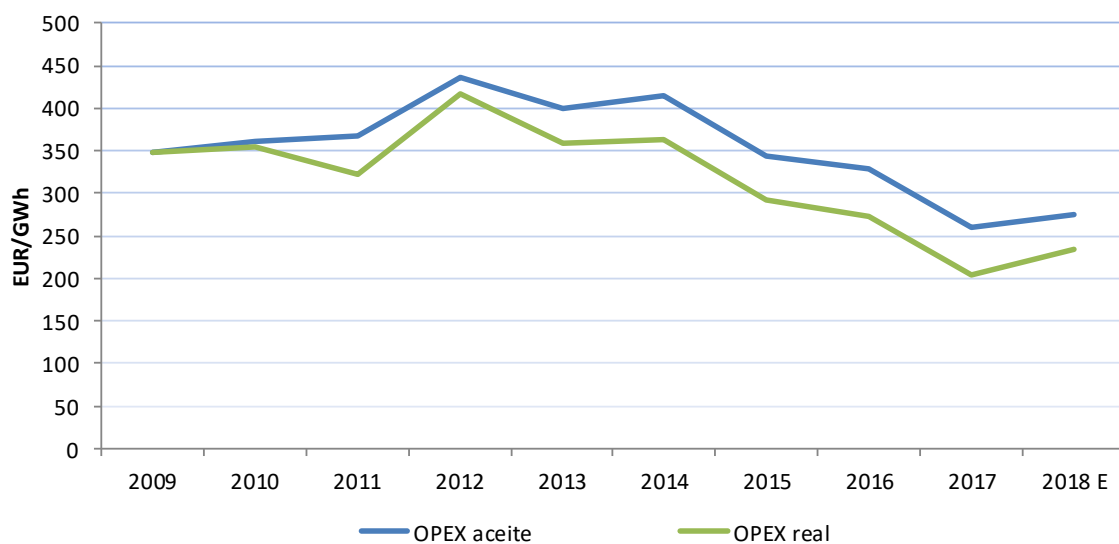
Figura 3-10 - Evolução dos proventos permitidos na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN
(preços correntes)



3.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVERS DE CUSTO

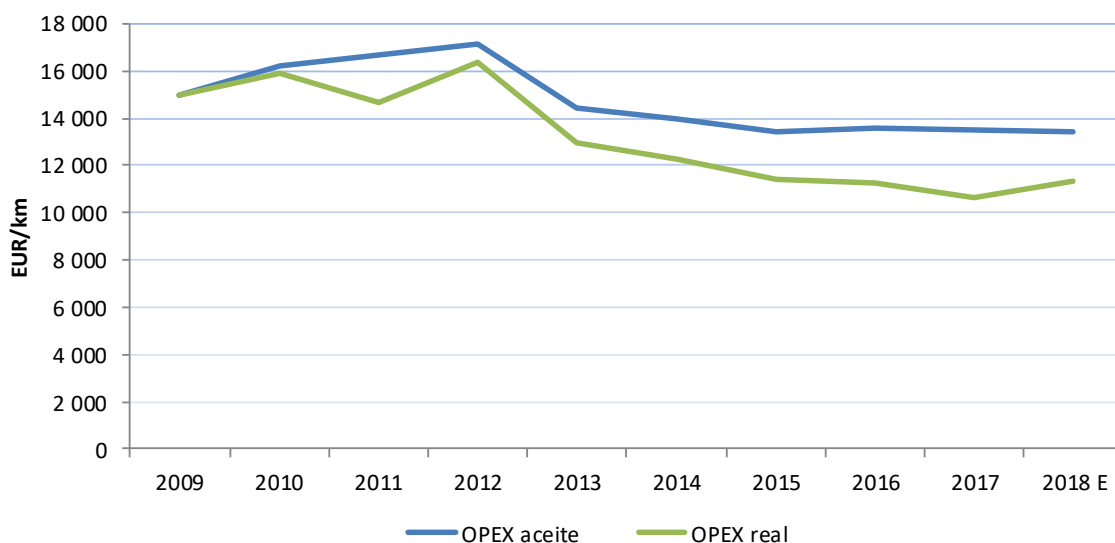
As Figura 3-11 e Figura 3-12 apresentam a evolução do OPEX por energia transportada e por km de rede ¹⁷ da atividade de Transporte.

Figura 3-11 - Custos unitários por energia transportada
(preços constantes 2018)



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

Figura 3-12 - Custos unitários por km de rede
(preços constantes 2018)

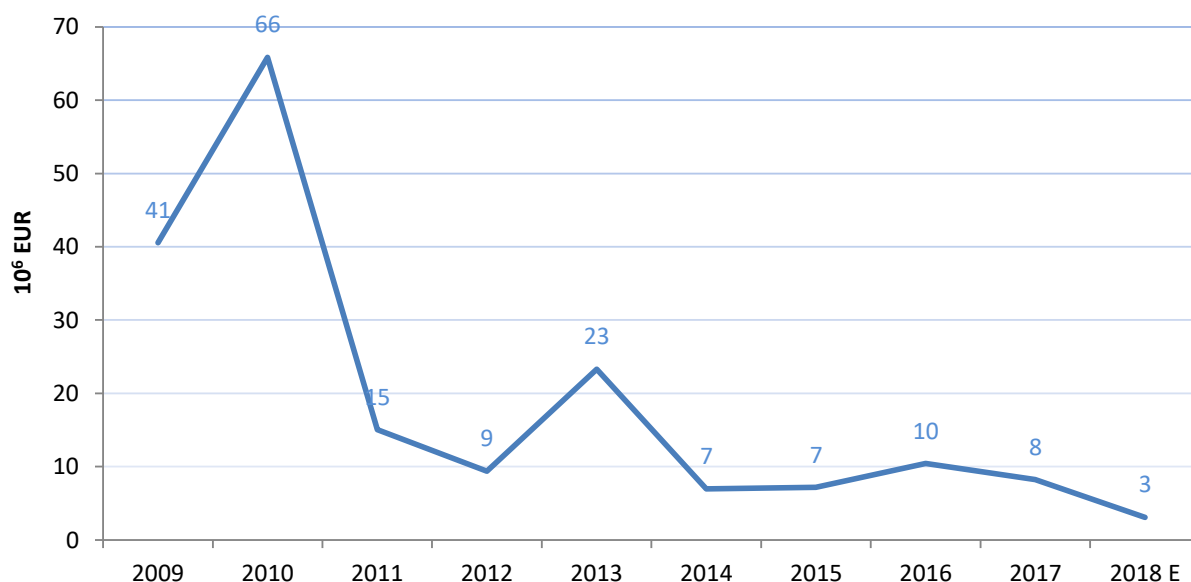


Verifica-se que desde 2011, os custos unitários reais quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, são inferiores ao proveito permitido unitário (OPEX aceite), apresentando desde 2013 um maior distanciamento. Nota-se, também, uma tendência de diminuição, quer dos custos reais, quer dos proveitos permitidos, com uma inversão em 2018. Esta inversão deve-se a uma ligeira diminuição das quantidades de gás natural transportado face a 2017, a par do aumento dos FSE e da redução dos TPE.

O distanciamento entre os custos reais e os proveitos permitidos foi tido em conta na revisão das bases de custos a recuperar pelas tarifas no período regulatório a iniciar em 1 de janeiro de 2020.

3.2.3 INVESTIMENTO

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

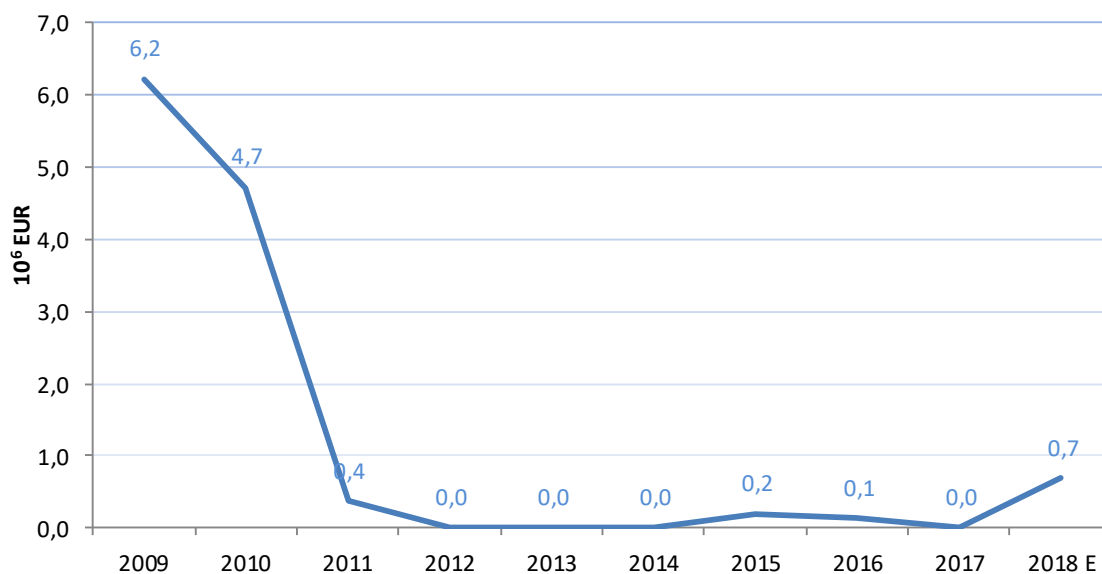


A Figura 3-13 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de Transporte. O valor elevado em 2010 resulta do investimento nos gasodutos de Setúbal/Leiria, Leiria/Braga e Campo Maior/Leiria e do investimento na 3ª ligação no troço Mangualde/Guarda. Em 2013, o valor mais elevado de investimento corresponde ao investimento na 3ª ligação no troço Mangualde - Guarda. Recorde-se que na proposta de PDIRGN 2017 os projetos de investimento foram segmentados em duas grandes classes:

- i) **Projetos Base:** projetos de investimento que o operador da RNTGN justificou por razões de serviço e para assegurar condições de segurança e operacionalidade da rede existente e que por estas razões assumirem a necessidade de serem alvo de uma Decisão Final de Investimento (DFI)
- ii) **Projetos Complementares:** projetos de investimento a realizar para cumprir com as orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente. Estes projetos foram separados pelo operador da RNTGN dos restantes por necessitarem de uma avaliação prévia e que a respetiva DFI poderá ocorrer em edições de PDIRGN futuras. Estes projetos compreendem à Terceira Interligação Portugal-Espanha e a Estação de Compressão do Carregado.

Desta forma, o PDIRGN 2017 apenas prevê para o primeiro quinquênio somente os Projetos Base que incluem projetos de remodelação e modernização propostos e projetos em curso que transitam de anos anteriores, cujo valor global para este período atinge cerca de 45,0 M€ (avaliados a Custos Diretos Externos (CDE)). Face ao exposto não se prevê grandes impactos ao nível do investimento dos próximos cinco anos.

Figura 3-14 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN



A Figura 3-14 apresenta o comportamento do investimento realizado na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, verificando-se que os valores são bastante baixos, em particular nos últimos oito anos.

3.2.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

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

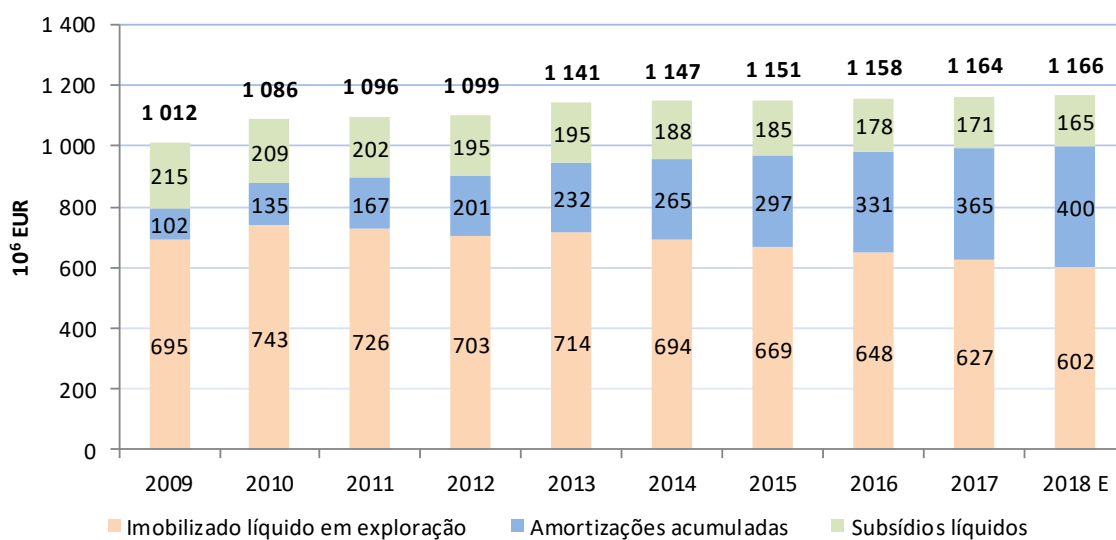
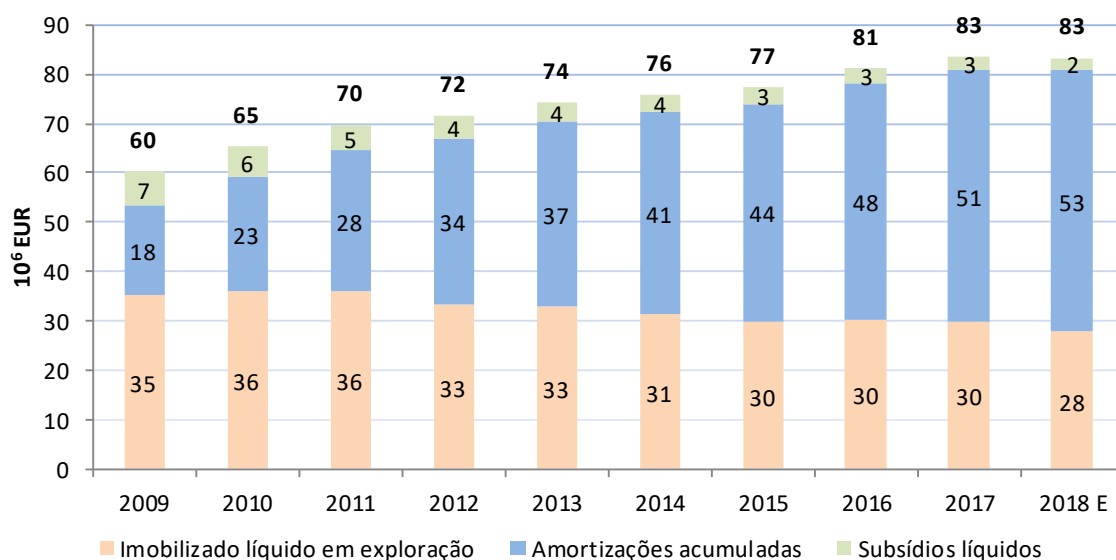


Figura 3-16 - Evolução do ativo real na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN



A Figura 3-15 e a Figura 3-16 evidenciam a tendência mencionada anteriormente. Registe-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.

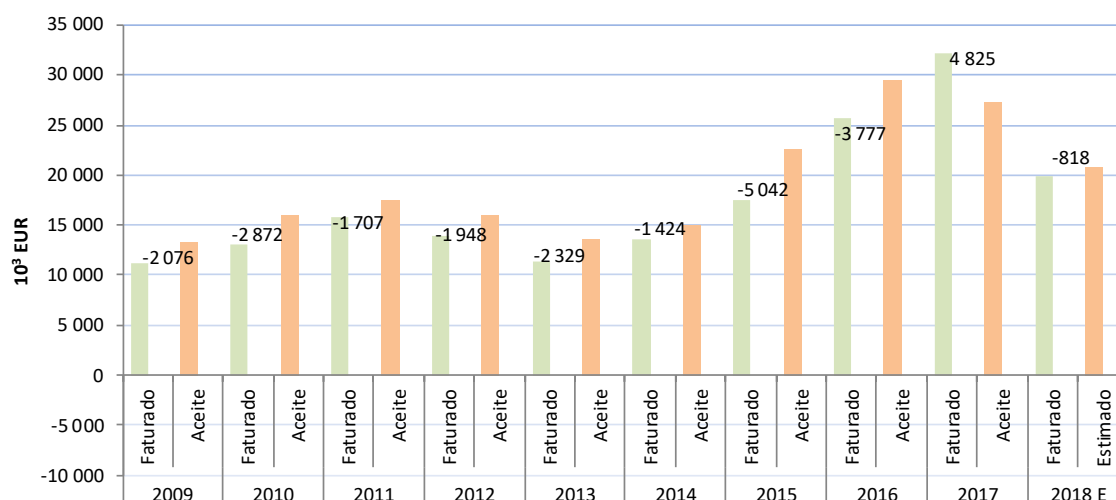
A Figura 3-17 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de Armazenamento Subterrâneo, da REN Armazenagem, a preço correntes. Verifica-se que os proveitos faturados foram sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos (Aceite), com exceção do ano de 2017.

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 permitidos definitivos do ano e os ajustamentos dos anos anteriores. Nos gráficos indicados como Aceite Ajustamento.

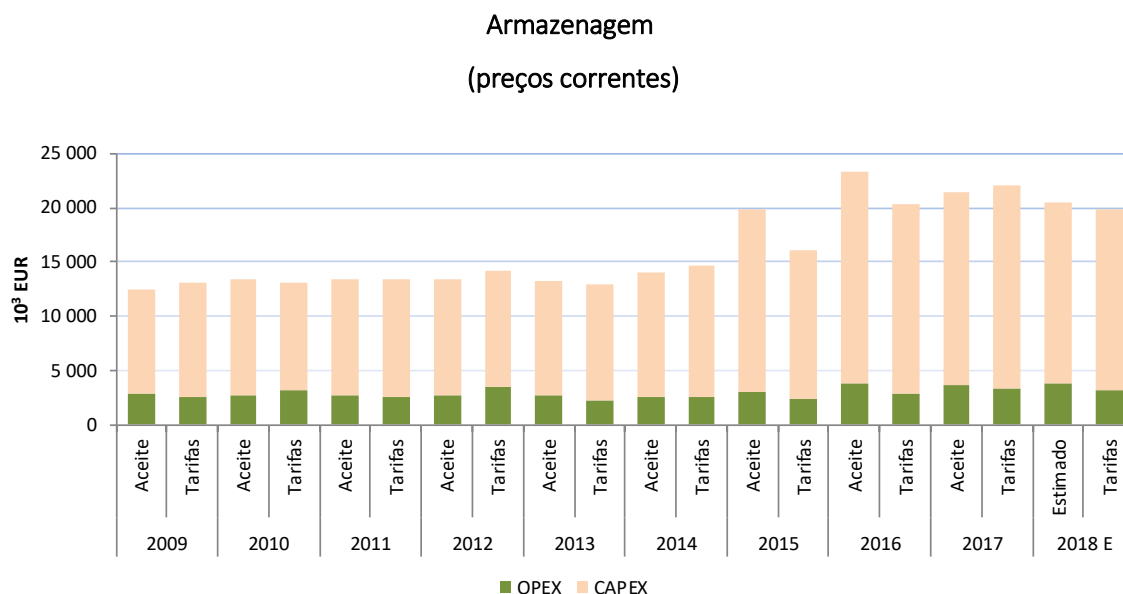
Figura 3-17 - Análise de desvios da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem
(preços correntes)



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 Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem. Verifica-se que, excetuando as estimativas para os anos 2015 e 2016, não ocorrem grandes diferenças entre os valores previstos e os valores verificados. As diferenças estimadas para 2015 e 2016, ao nível do valor estimado são sobretudo explicadas 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. Com o período regulatório iniciado no segundo semestre de 2016, procedeu-se ao ajuste dos parâmetros regulatórios à nova realidade.

Figura 3-18 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN

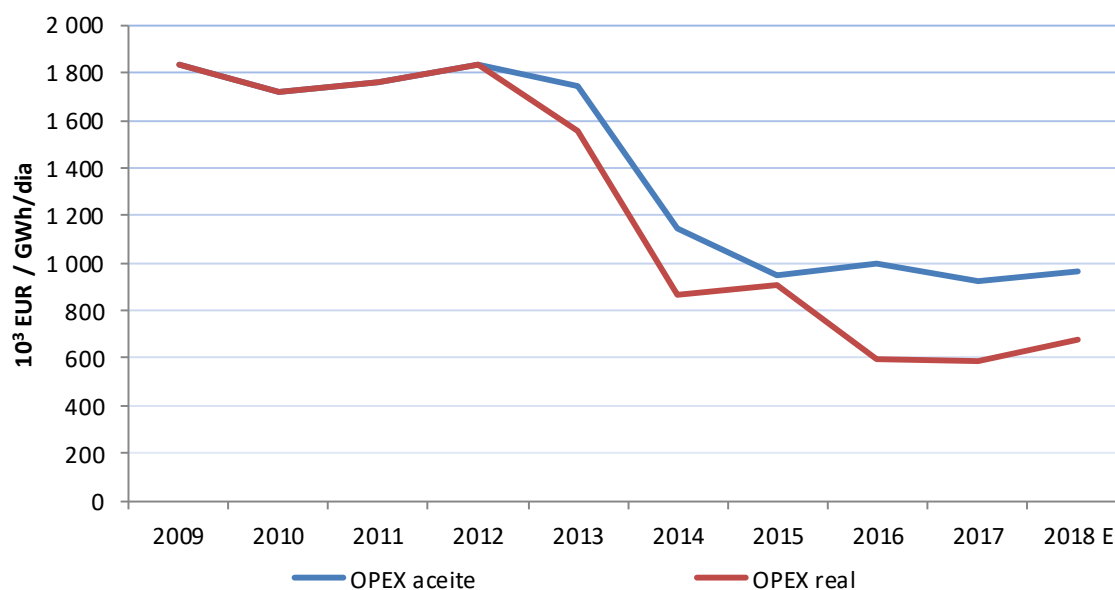


O OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem foi regulado até ao final do 1º semestre de 2013 por custos aceites em base anual. Desde o segundo semestre de 2013 a atividade passou a ser regulada por uma metodologia do tipo *price-cap* ao nível do OPEX e do tipo *rate of return* ao nível do CAPEX. Verifica-se que os custos de OPEX apresentaram até 2015 alguma estabilidade, tendo a partir desse ano aumentado ligeiramente em função do acréscimo ocorrido ao nível das quantidades de gás natural injetado/extraído, que é o indutor da componente variável dos proveitos permitidos com OPEX, da atividade. O CAPEX mantém-se estável até 2015, ano em que ocorreu um acréscimo, face à incorporação na REN Armazenagem dos ativos trespassados 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 Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem por capacidade de armazenamento. 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. O ano de 2015 constituiu um ano atípico na atividade da empresa, por via do trespasse parcial da atividade da Transgás Armazenagem que passou para a REN armazenagem, em maio de 2015. Constata-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.

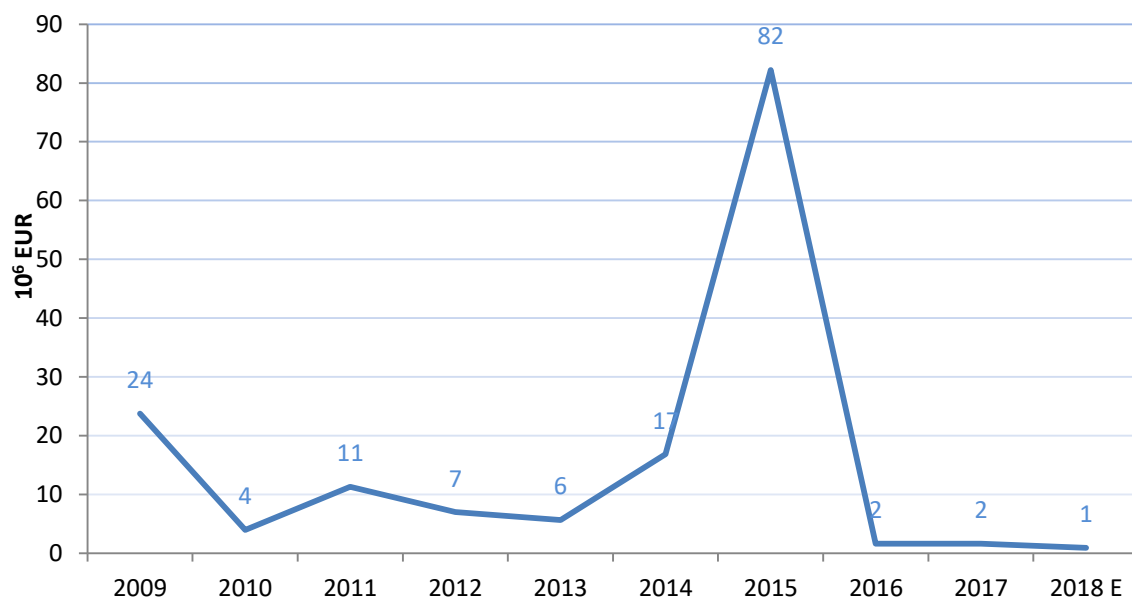
Figura 3-19 - Custos unitários por capacidade de armazenamento
(preços constantes 2018)



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 Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem.

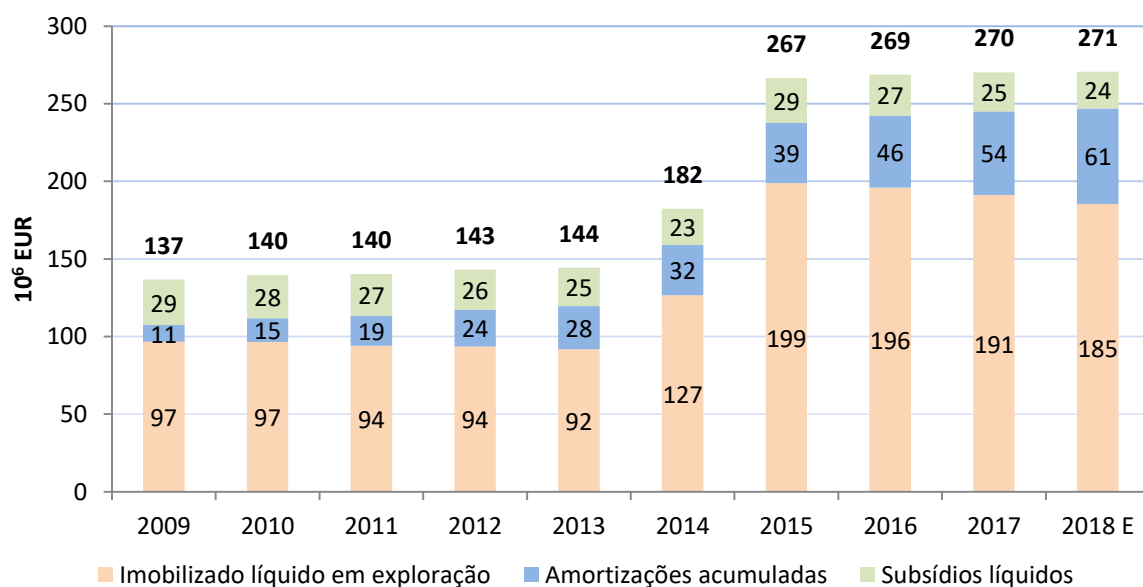
Figura 3-20 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem



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 Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem



A Figura 3-21 evidencia a estabilidade dos ativos da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem até 2014. 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.

4 ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 ANÁLISE GLOBAL

4.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Neste primeiro ponto é feita a comparação entre os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas²¹ e 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.

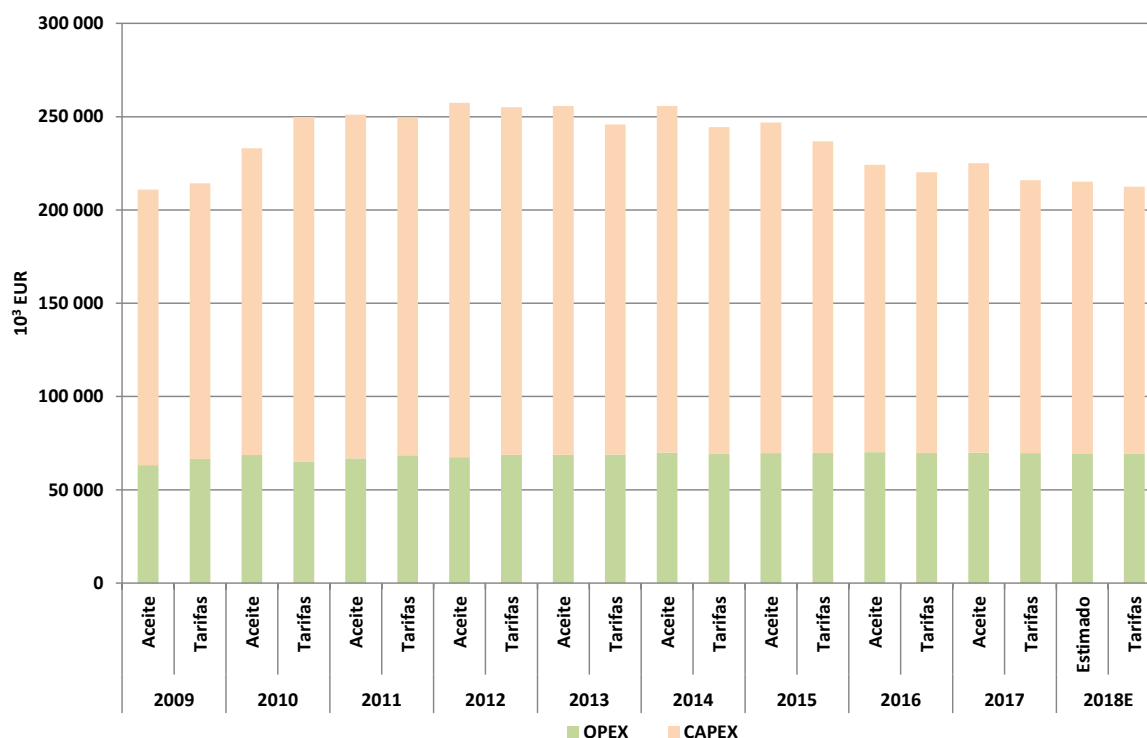
²¹ Nos gráficos indicados como Tarifas

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.

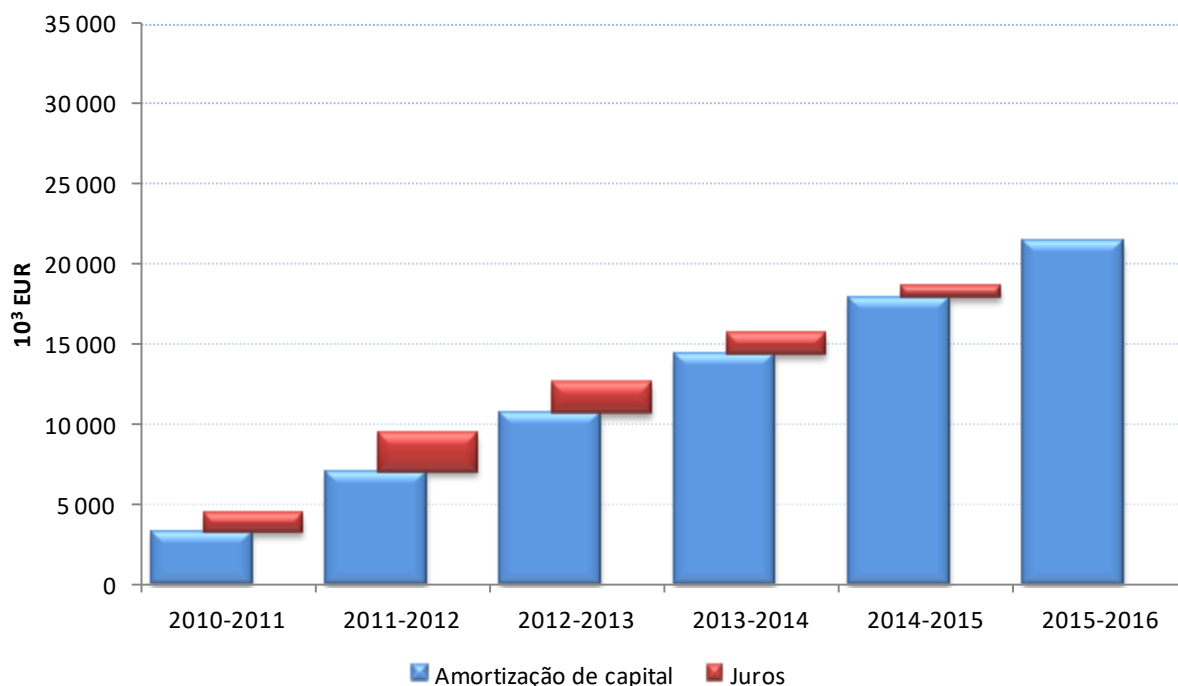
Figura 4-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 ORD
(preços correntes)



A evolução dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural não tem sofrido grandes alterações ao longo dos anos. 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. Desde o ano gás 2010-2011, esta atividade é regulada através de um modelo de regulação do tipo *price cap*, pelo que as diferenças entre custos aceites e tarifas 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.

É igualmente de registar uma redução do nível de proveitos a partir de 2016 em resultado do início do período de regulação 2016-2017 a 2018-2019 com revisão dos parâmetros para aquele período e, principalmente, o fim do mecanismo de reposição gradual da neutralidade financeira. Este mecanismo iniciou-se no ano gás 2010-2011 em resultado do fim do mecanismo de alisamento do custo do capital da atividade de Distribuição de gás natural, cujo impacto por ano gás se apresenta na figura seguinte.

Figura 4-2 - Reposição gradual da neutralidade financeira dos 11 ORD

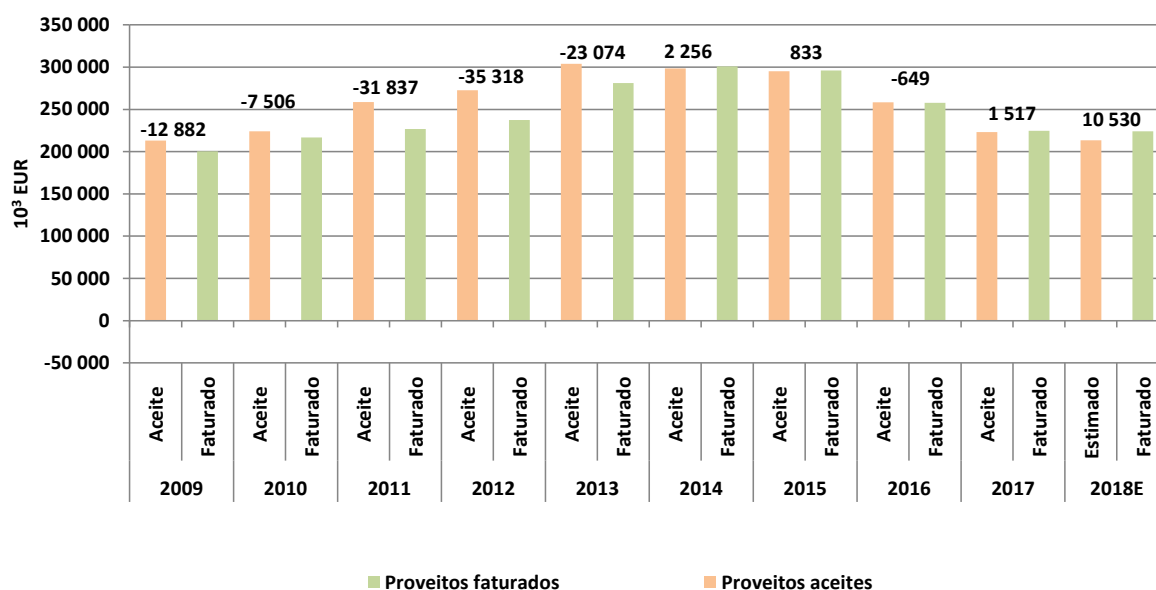


Quando se comparam os proveitos faturados com os proveitos permitidos definitivos (incluindo o efeito dos ajustamentos), tal como se observa na Figura 4-3, verifica-se, na generalidade, a existência de desvios mais significativos. Estes desvios resultarão mais de desvios nas previsões de faturação do que de desvios relacionados com a evolução de custos. Nesta análise, tal como já mencionado, não aparece o efeito das compensações entre operadores. As compensações visam garantir que todos os operadores recuperam os seus proveitos permitidos, apesar de terem níveis de proveitos unitários diferentes e ser aplicada a mesma tarifa a nível nacional. Assim no contexto de uniformidade tarifária vigente, há operadores que recuperam proveitos superiores aos seus custos e outros onde se assiste à situação inversa, pelo que os primeiros deverão compensar os restantes dessas diferenças. Em termos globais, as compensações resultam numa soma nula.

No entanto, nas análises individuais efetuadas a cada empresa, o efeito das compensações na recuperação dos proveitos permitidos será evidenciado.

Figura 4-3 - 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. Para 2018 estima-se uma faturação superior aos proveitos a obter o que se poderá traduzir num desvio significativo a devolver aos consumidores.

4.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

As figuras seguintes apresentam a evolução do OPEX real das empresas por energia e por ponto de abastecimento para o universo dos 11 ORD (OPEX real), assim como os respetivos proveitos permitidos definitivos associados ao OPEX (OPEX Aceite), ou seja, o OPEX aceite no cálculo do ajustamento a recuperar pelas tarifas. Recorde-se que numa regulação por incentivos do tipo *price cap* não existe uma equivalência exata entre os custos reais da empresa e os custos aceites.

Figura 4-4 - Custos unitários por energia distribuída dos 11 ORD
(preços constantes 2018)

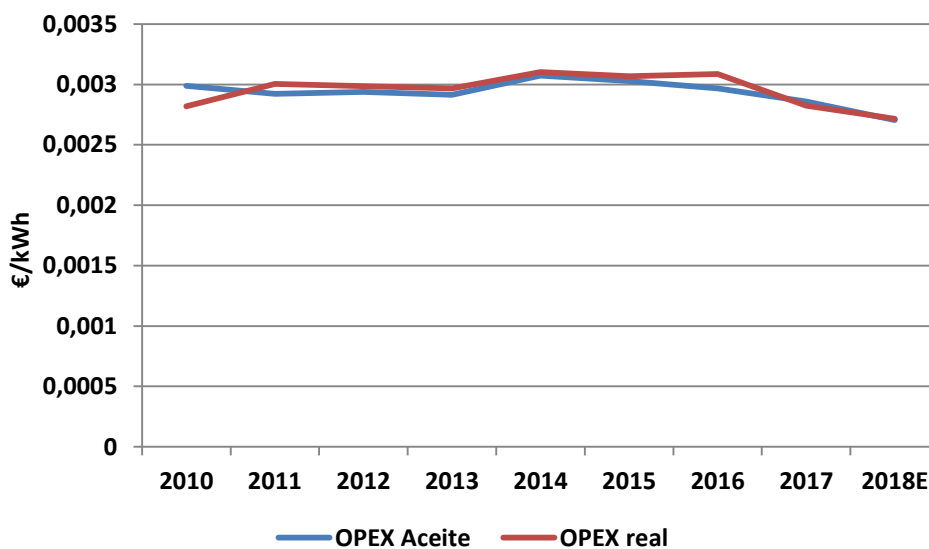
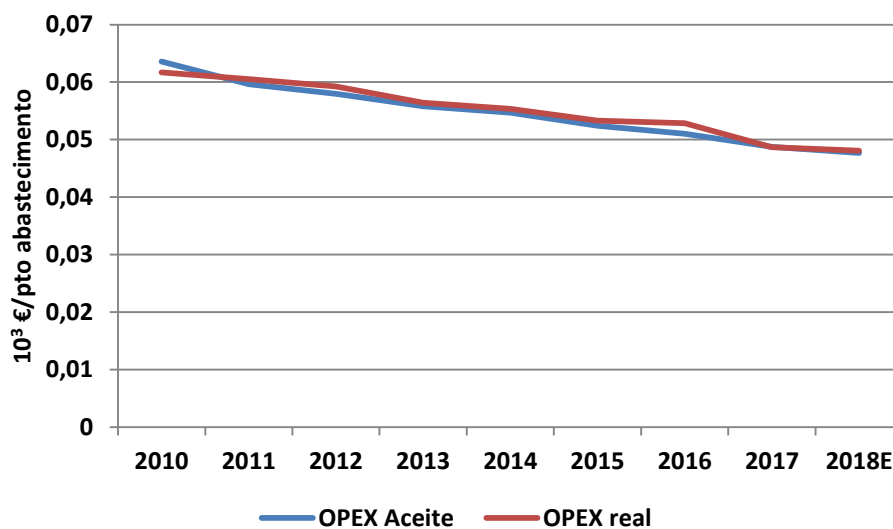


Figura 4-5 - Custos unitários por ponto de abastecimento dos 11 ORD
(preços constantes 2018)



Como se observa, em termos globais, tem havido por parte dos operadores uma preocupação em atingir as metas de eficiência impostas.

A situação verificada em 2010, onde o OPEX aceite é superior ao OPEX real, resulta do facto desse ano ter sido o primeiro ano de aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* onde a definição da base de custos partiu de uma série histórica curta.

Em 2016 verifica-se um maior afastamento das bases de custos em virtude do ligeiro aumento de custos, ao nível da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos, ocorrido em algumas empresas do Grupo Galp. O aumento do número de pontos de abastecimentos, enquanto a quantidade de energia veiculada até diminuiu ligeiramente durante este período²⁵, justifica que a evolução do OPEX unitário seja diferente consoante o driver de custo considerado.

Em termos médios, tendo em conta a média dos últimos 3 anos reais (2015 a 2017) o valor por kWh situa-se em 0,0030 €/kWh e o valor por pa em 0,0516 10³/pa. Para 2018 estima-se um decréscimo nestes dois valores: 0,0027 €/kWh e 0,048 10³/pa.

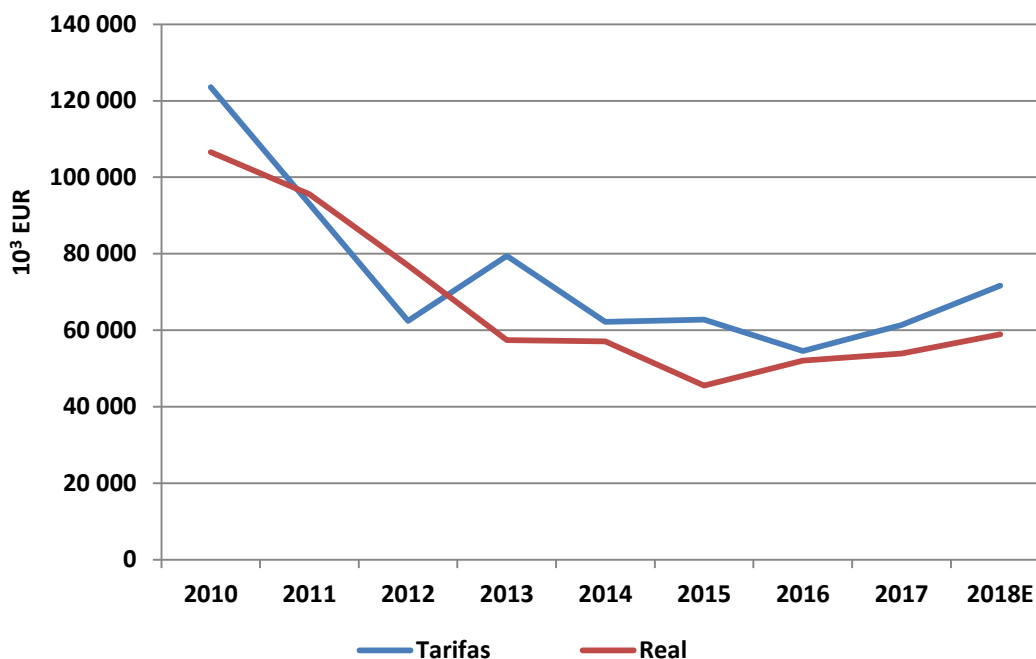
4.1.3 INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

A evolução do investimento dos onze ORD²⁶ é apresentada na figura seguinte, sendo comparado para cada ano civil, o valor aceite para efeito de cálculo de proveitos previstos para tarifas (Tarifas) e o valor efetivamente realizado pelas empresas (Real). Os valores de investimento analisados correspondem aos valores do imobilizado que entram 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.

²⁵ Em termos de quantidades verificou-se, em termos totais, uma ligeira redução em 2015 imediatamente reposta em 2016 e com tendência crescente a partir desse ano. No que respeita aos pontos de abastecimento têm-se verificado um crescimento em todos os anos em análise.

²⁶ 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*

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

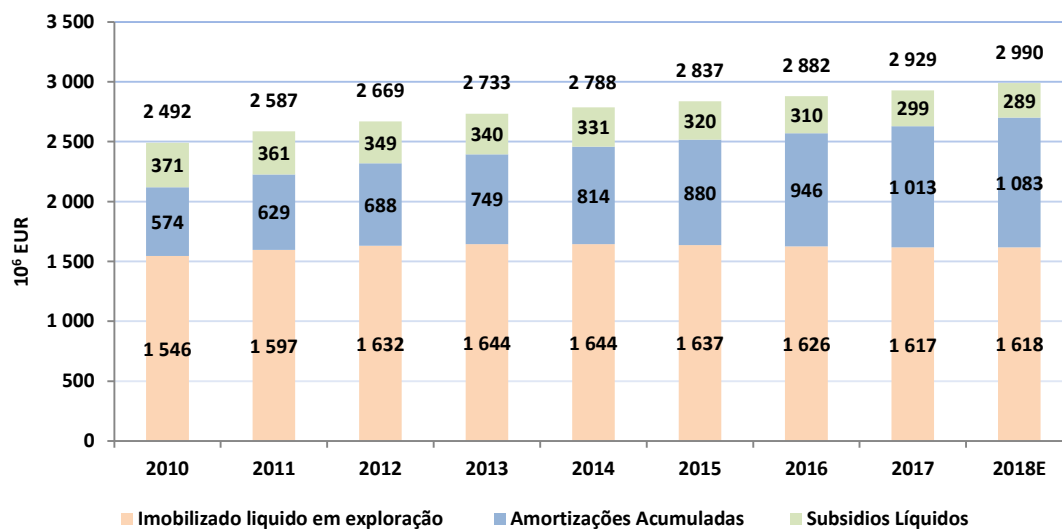


No universo dos onze ORD verifica-se até 2015 um decréscimo do valor real do investimento, havendo uma inversão nos últimos anos em linha com os valores previstos para tarifas. Esta situação é justificada, principalmente, pela previsão de novos polos da Sonorgás. Já de 2012 para 2013, o acréscimo no investimento previsto foi justificado pela previsão de acréscimo de investimentos na Sonorgás, associada aos novos polos, bem como na REN Portgás e na LisboaGás.

No entanto, verifica-se em 2010 e a partir de 2012 que os valores previstos pelas empresas são superiores aos realmente ocorridos, o que torna fundamental a avaliação prévia dos planos de investimentos previstos pelas empresas.

Apresenta-se, de seguida, 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



4.2 ANÁLISE POR EMPRESA

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

4.2.1 LISBOAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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

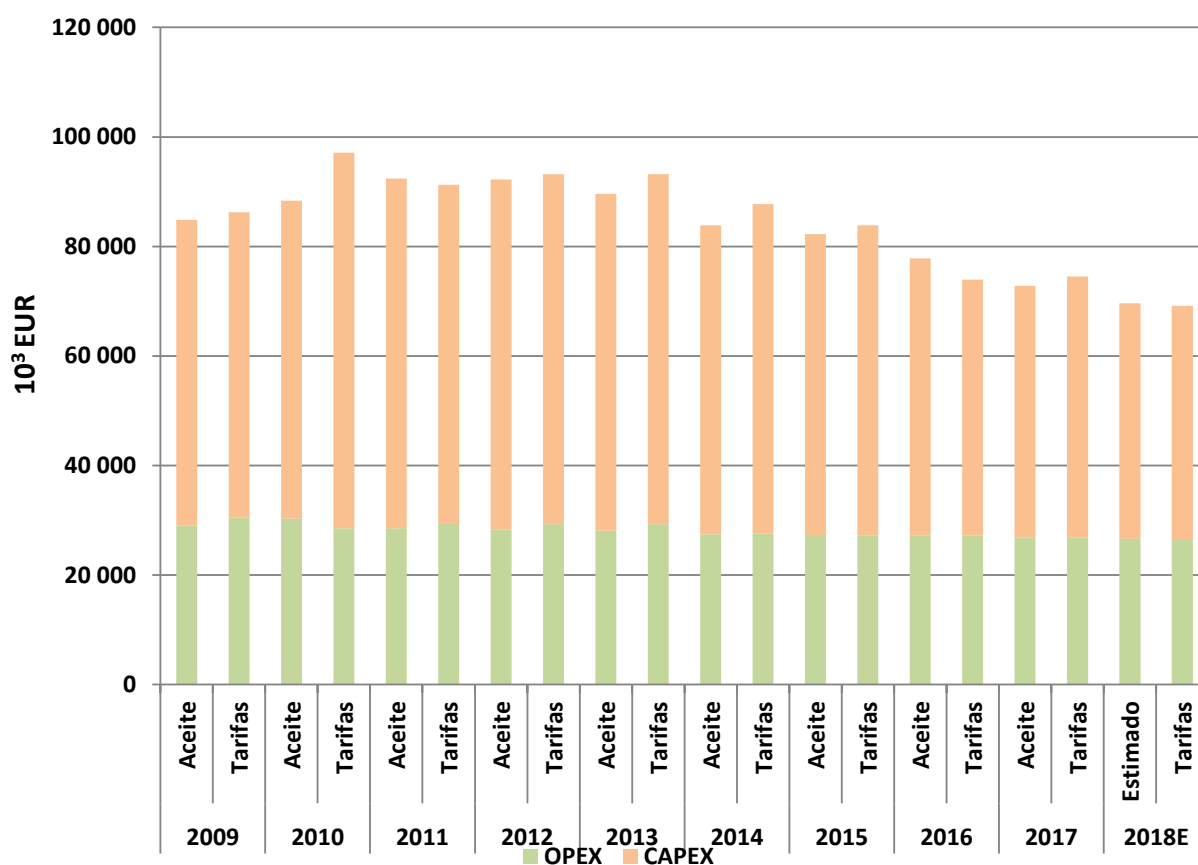
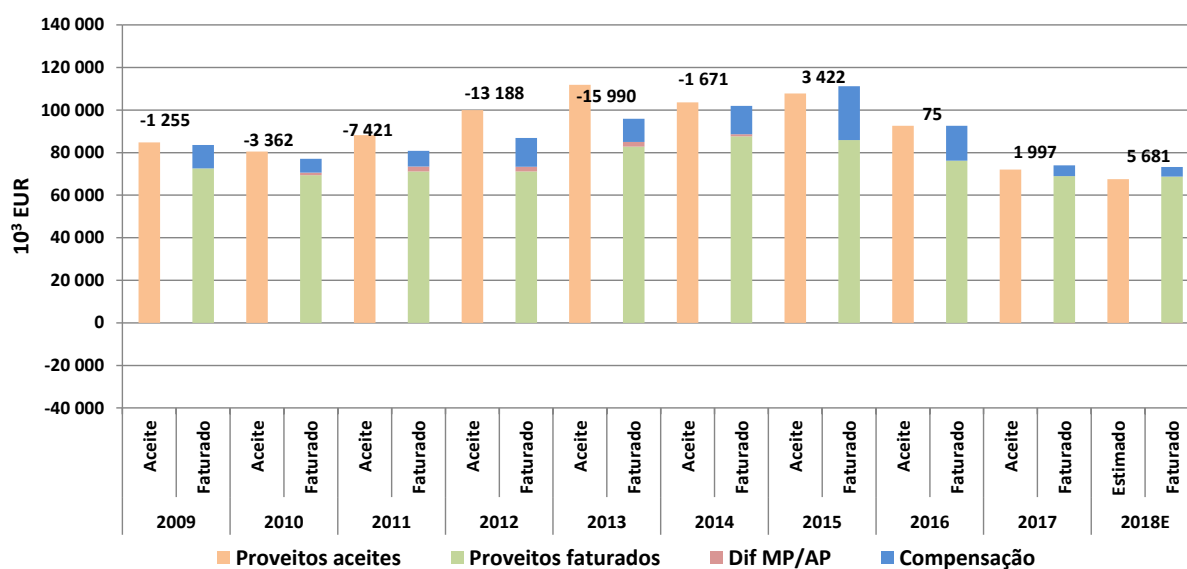


Figura 4-9 - Análise de desvios da LisboaGás
(preços correntes)



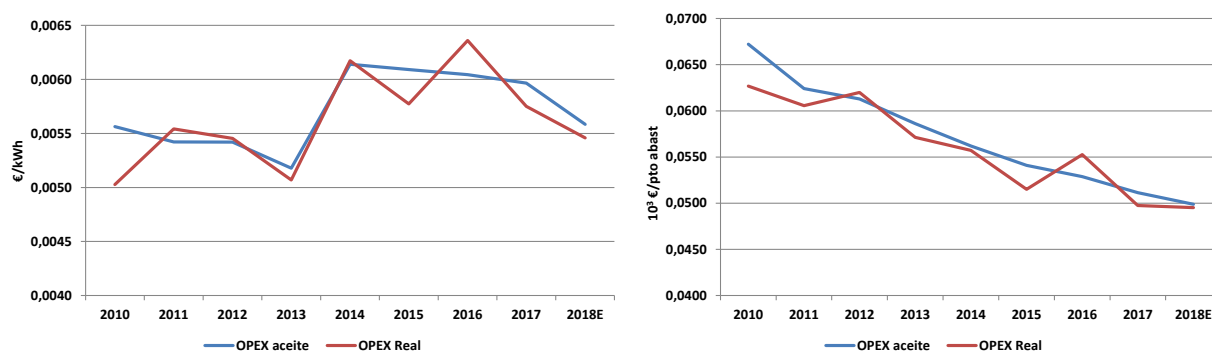
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Pela análise das figuras apresentadas verifica-se uma evolução do OPEX e do CAPEX aceite em linha com os proveitos permitidos previstos tarifas (Tarifas). Verifica-se igualmente uma ligeira redução dos proveitos nos últimos anos em análise.

Assim, os desvios de custos são reduzidos face a desvios de faturação muito acentuados. Mesmo com o efeito da compensação tarifária, os proveitos faturados são inferiores aos permitidos. Esta situação inverte-se a partir de 2015, ano em que pela primeira vez os proveitos faturados são superiores aos proveitos aceites. Esta tendência tem-se verificado desde então, estimando-se para 2018 cerca de 6 milhões de euros de ajustamento a devolver aos consumidores.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-10 - OPEX por *driver* de custo da Lisboaagás
(preços constantes de 2018)



Como se observa, os proveitos permitidos associados ao (OPEX aceite) e o OPEX real, quer em €/m³ quer em €/ponto de abastecimento seguem a mesma tendência, com exceção de 2015 e 2016. Para os últimos anos reais (2015 a 2017) a Lisboaagás apresenta um custo médio por ponto de abastecimento em linha com a mesma média para a globalidade dos ORD. No entanto, no que respeita ao custo por kWh, o custo médio da Lisboaagás é substancialmente superior à média das 11 ORD.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

A figura seguinte mostra a evolução do imobilizado que entra em exploração, sendo de referir que até 2016 o valor previsto (Tarifas) tem sido sempre superior ao valor real. No atual período de regulação verifica-se uma maior aproximação entre o valor de tarifas e o valor ocorrido, o que pode resultar de um maior esforço por parte da empresa aquando das previsões de investimento para efeitos tarifários. No que respeita ao valor do ativo, verifica-se que o valor total se mantém estável, sendo de destacar o peso significativo das amortizações.

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

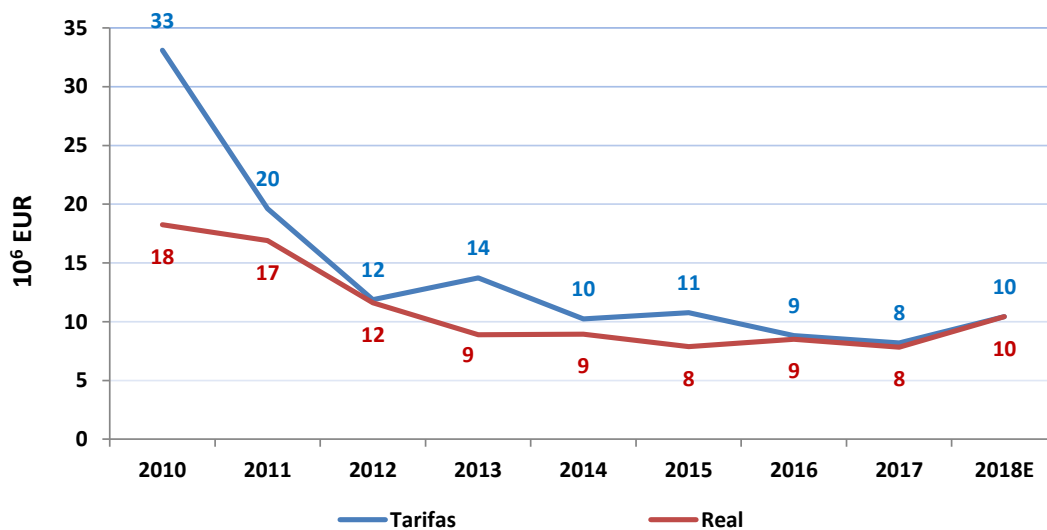
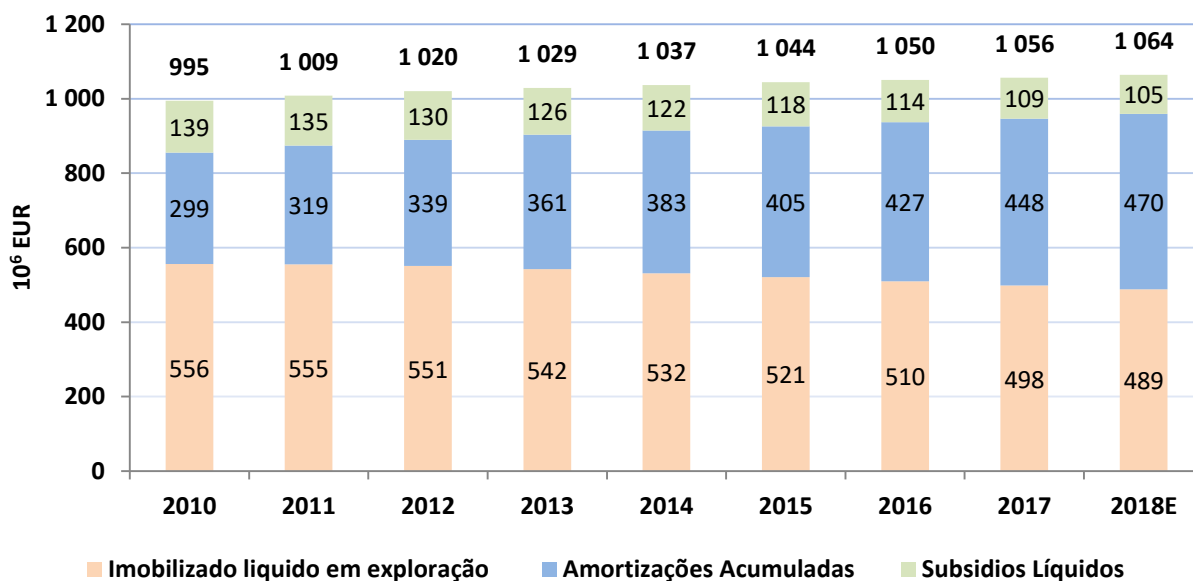


Figura 4-12 - Evolução do ativo real da LisboaGás



4.2.2 LUSITANIAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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

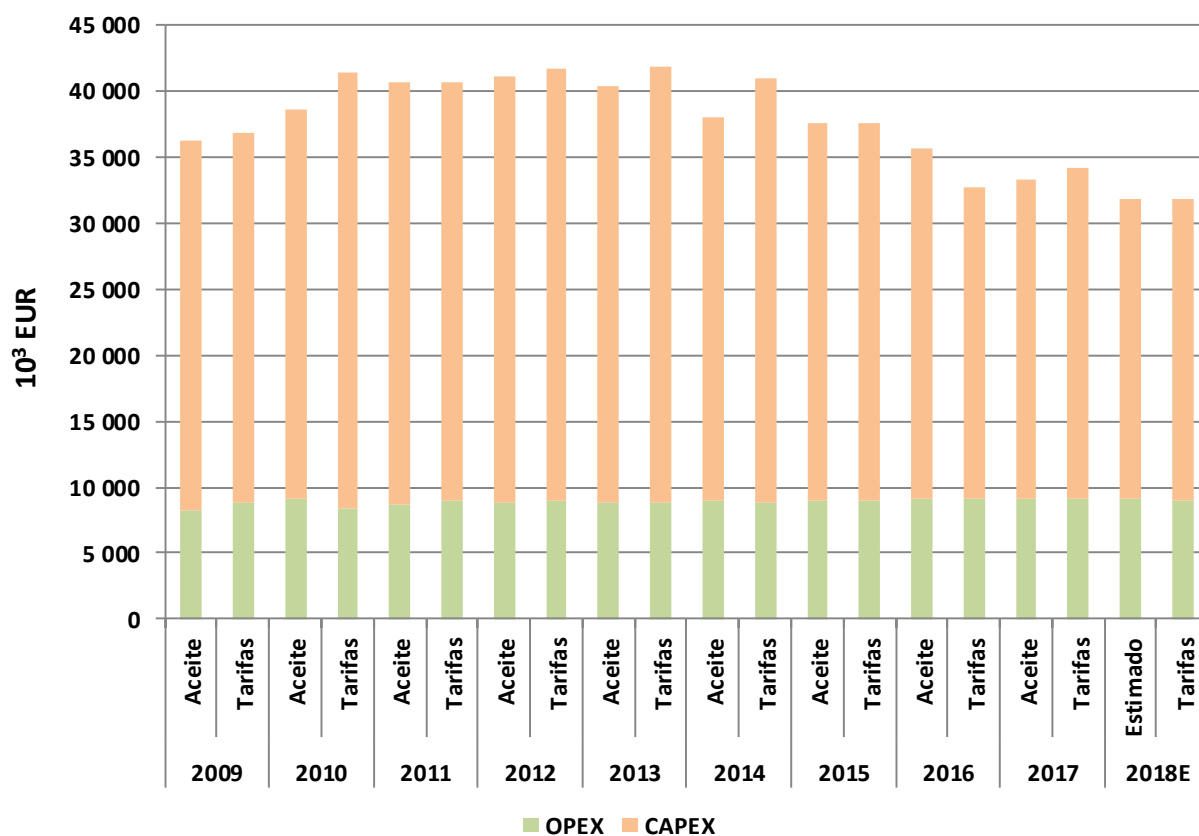
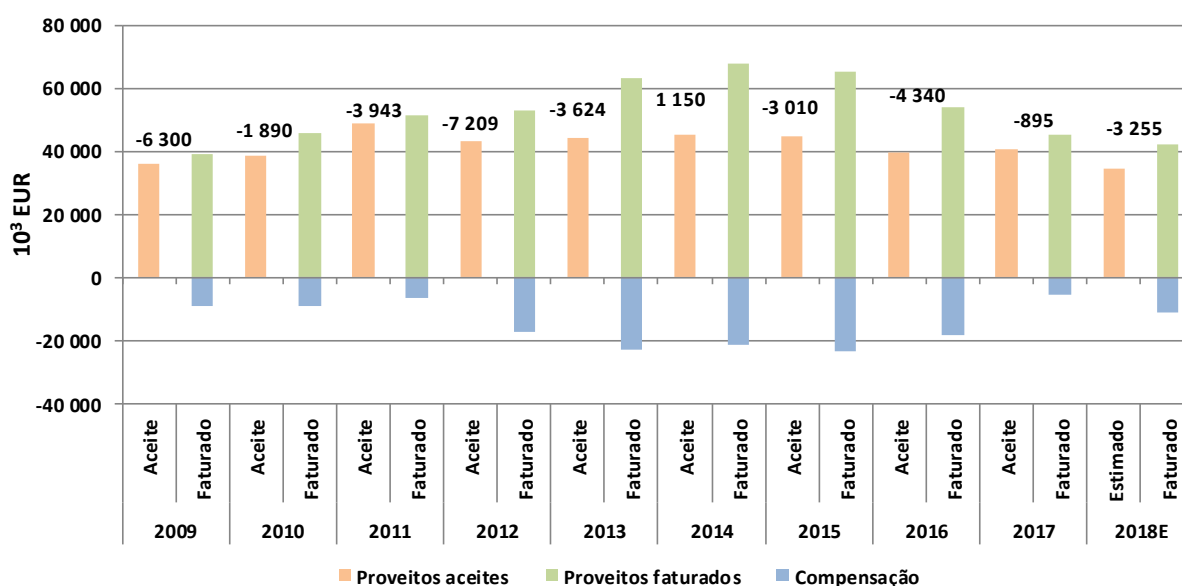


Figura 4-14 - Análise de desvios da Lusitaniagás
(preços correntes)



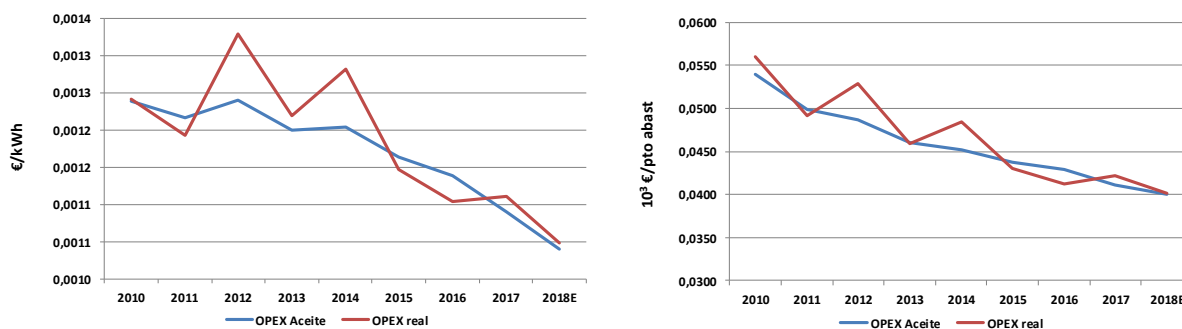
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

No que respeita à evolução dos proveitos permitidos constata-se que a sua variação decorre principalmente das variações registadas ao nível do OPEX. Regista-se, igualmente, uma diminuição do nível de proveitos a partir do início do atual período de regulação.

Em termos de desvios, verifica-se que os proveitos permitidos definitivos (Aceite) são, com exceção do ano de 2014, sempre inferiores aos valores faturados, o que se traduz em ajustamentos a receber pela empresa. A compensação tarifária paga pela Lusitaniagás diminui a diferença entre os proveitos permitidos definitivos e os proveitos faturados.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-15 - OPEX por *driver* de custo da Lusitaniagás
(preços constantes de 2018)



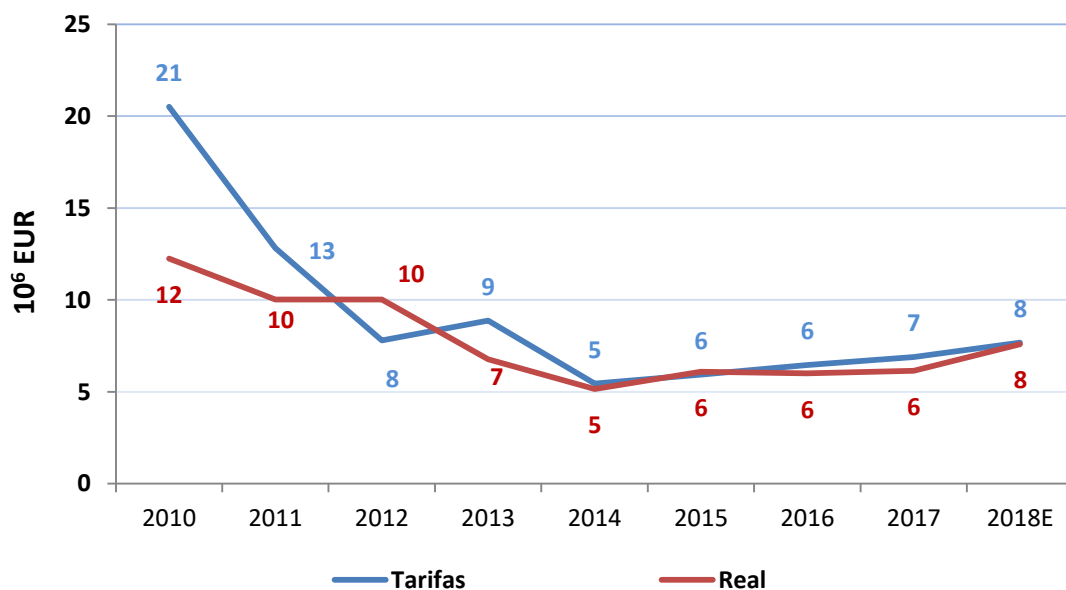
Da análise às figuras acima expostas, verifica-se alguma volatilidade no OPEX real. Nos anos de 2011 e 2013 o OPEX real aproximou-se dos proveitos permitidos, enquanto nos restantes anos o OPEX real distancia-se, o que é justificado pelos acréscimos de custos da empresa, nomeadamente, fornecimentos e serviços externos. Regista-se uma aproximação entre o OPEX real e o OPEX aceite em 2017 e 2018, o que pode revelar uma maior facilidade em atingir as metas de eficiência definidas pelo regulador.

Quando comparada com a globalidade dos ORD, verifica-se, para a média dos últimos três anos reais, que a Lusitaniagás está abaixo da média global.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

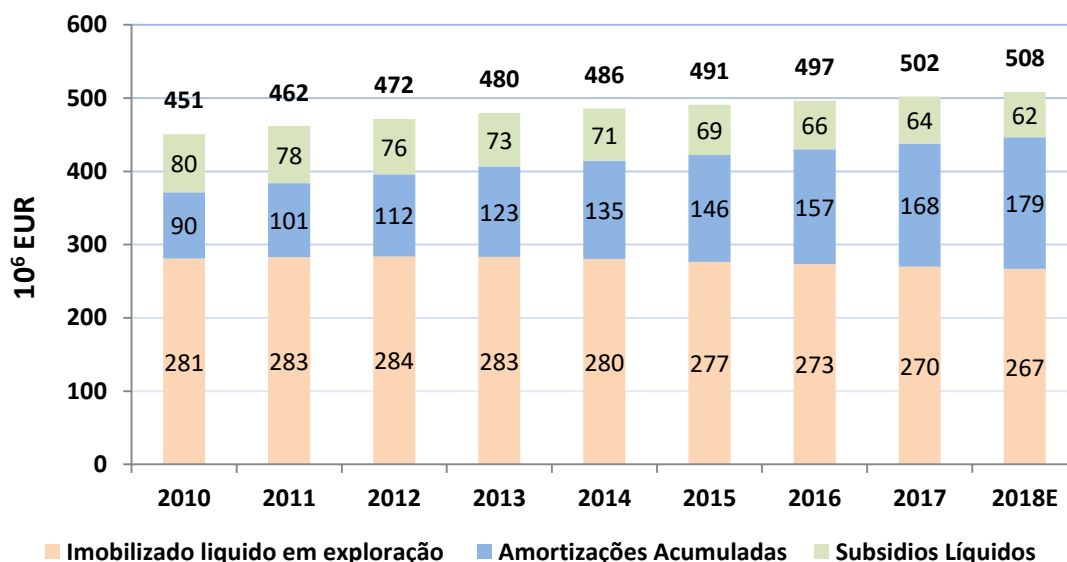
A figura seguinte mostra a evolução do imobilizado que entra em exploração, onde se regista uma quebra acentuada até 2014 e uma certa estabilidade a partir dessa data. Verifica-se que as previsões das entradas em exploração estão cada vez mais em linha com os valores efetivamente ocorridos.

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



Em relação ao ativo real, verifica-se na figura seguinte uma redução do imobilizado em exploração em resultado de um aumento das amortizações acumuladas.

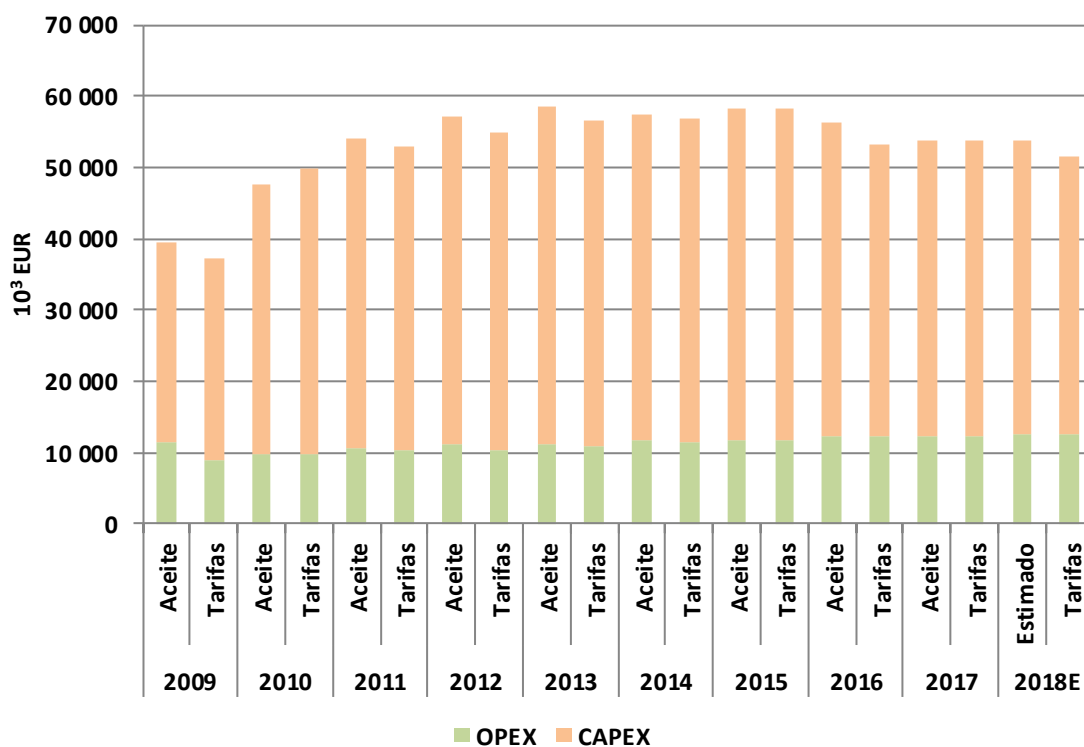
Figura 4-17 - Evolução do ativo real da Lusitaniagás



4.2.3 REN PORTGÁS

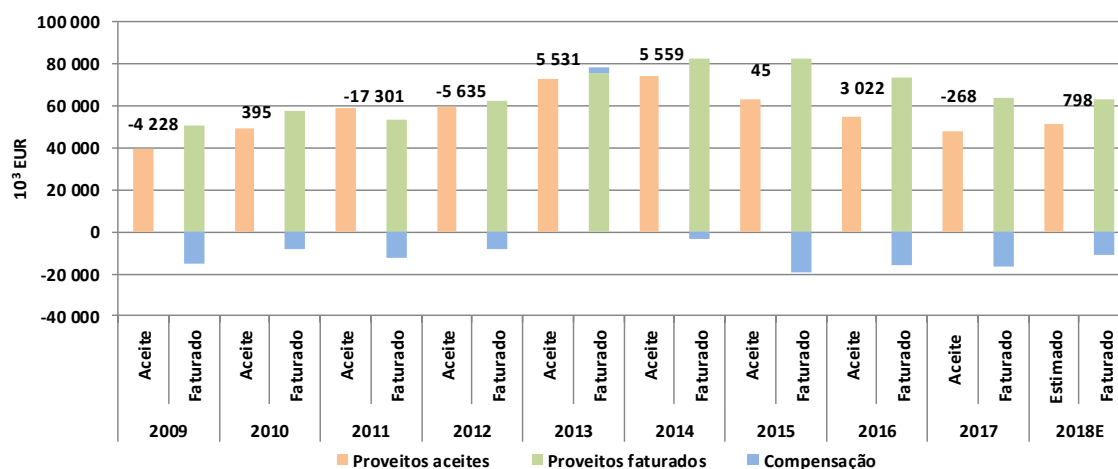
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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



Como se observa pela figura anterior, o nível de proveitos permitidos da REN Portgás não tem sofrido grandes variações. À semelhança das empresas anteriores regista-se um ligeiro decréscimo a partir de 2016.

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

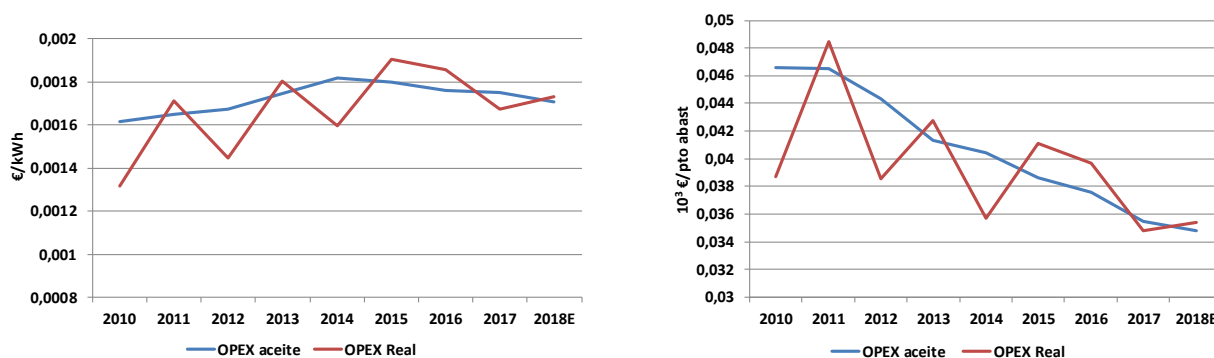


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Com exceção do ano de 2015, o ano real de 2017 e o estimado de 2018 apresentam valores de ajustamentos muito inferiores aos registados no passado.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-20 - OPEX por driver de custo da REN Portgás
(preços constantes de 2018)



Verifica-se uma grande oscilação no OPEX unitário real da empresa, tanto em termos de energia como de pontos de abastecimento, em virtude da oscilação dos próprios custos, ao contrário do OPEX aceite que se

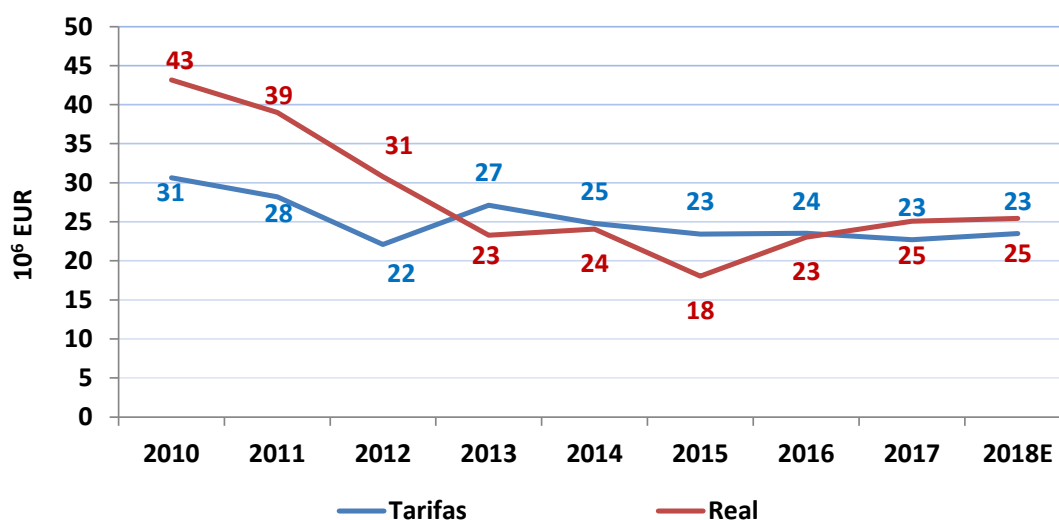
mantém muito estável. Em 2017 e em 2018 estimado verifica-se uma maior aproximação entre os valores reais e aceites.

Em média (considerando os anos reais de 2015 a 2017), a REN Portgás apresenta custos unitários inferiores à média da globalidade dos ORD, tanto em energia distribuída, como em pontos de abastecimento.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

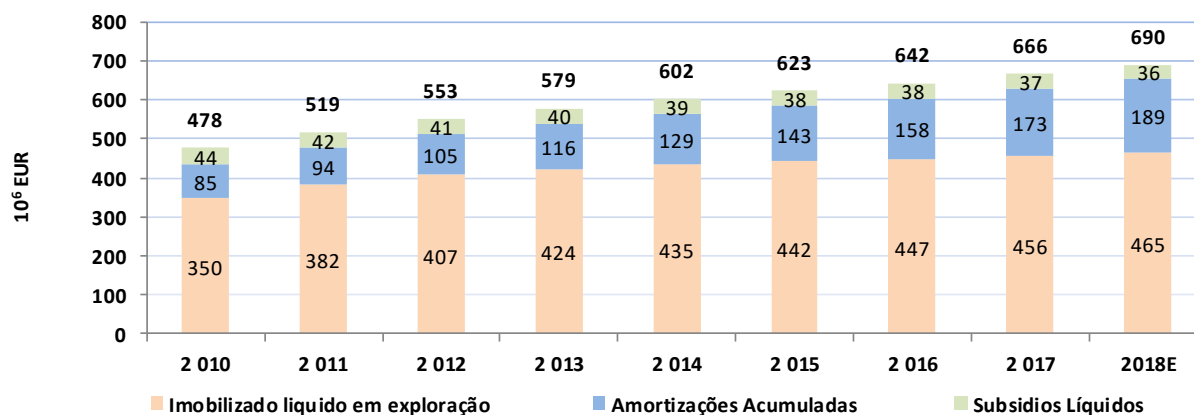
Tal como nos restantes ORD, verifica-se um decréscimo na evolução do imobilizado da REN Portgás entrado em exploração. A partir de 2013 as previsões de investimento registam uma certa estabilidade e os valores reais um ligeiro aumento, no entanto, os dois valores aproximam-se significativamente.

Figura 4-21 - Evolução do imobilizado em exploração da REN 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 REN 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 e de 2016 constituem a exceção a esta situação.

Figura 4-23 - Evolução dos proveitos permitidos da Setgás

(preços correntes)

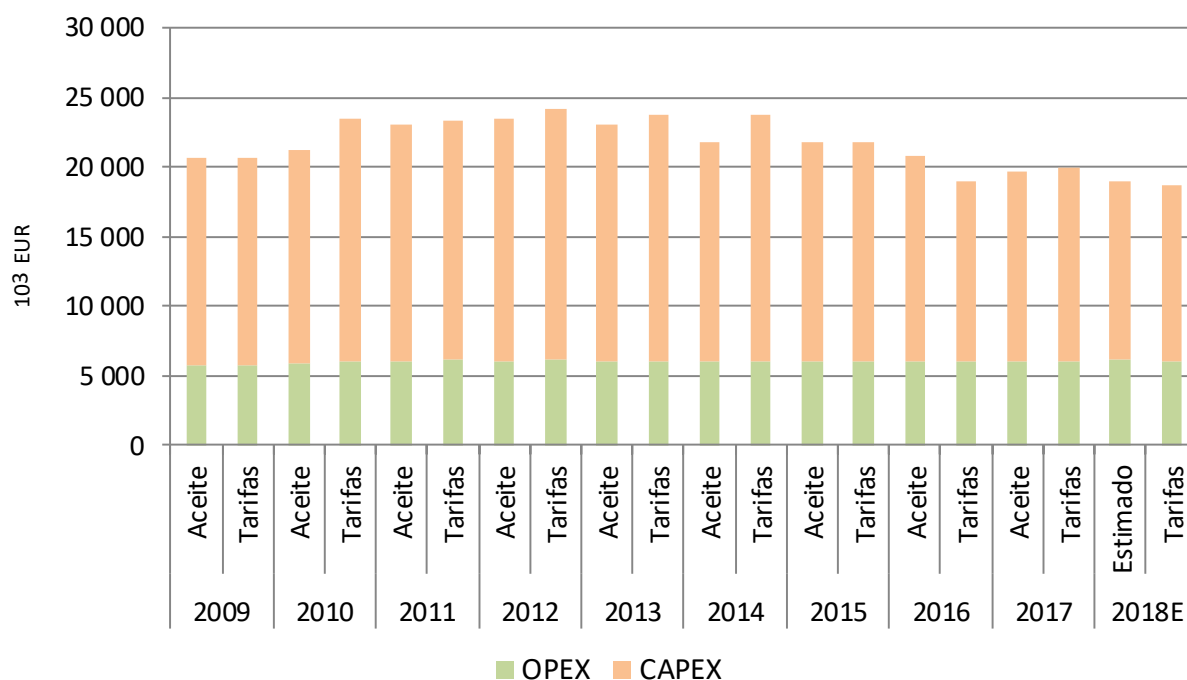
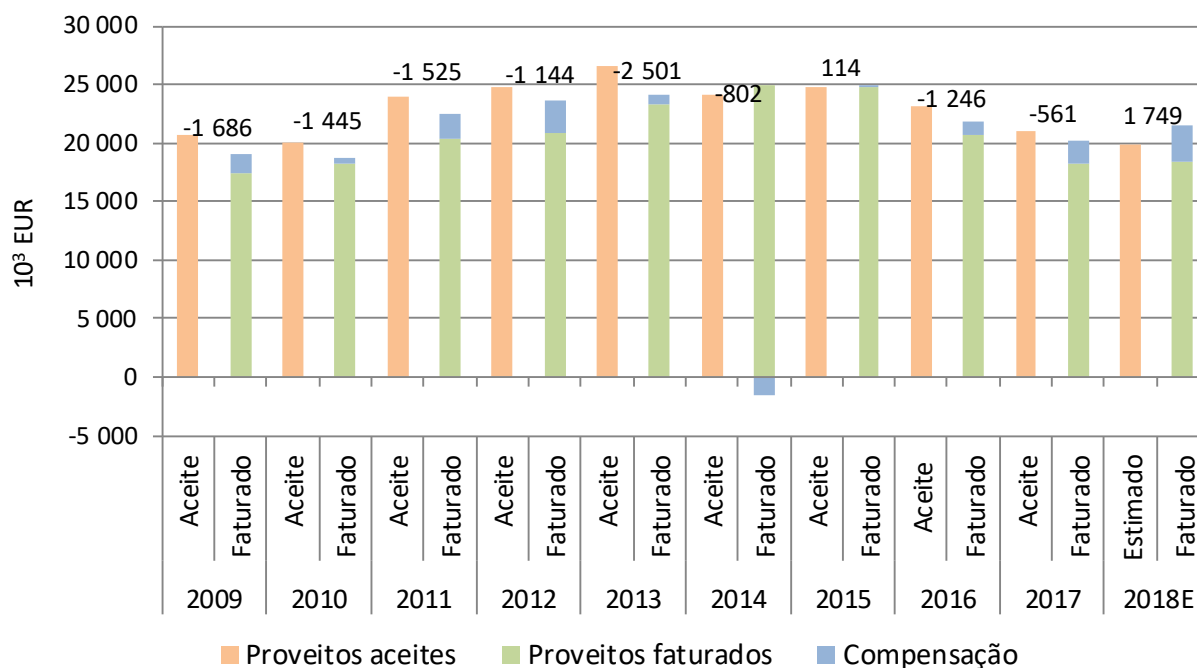


Figura 4-24 - Análise de desvios da Setgás

(preços correntes)

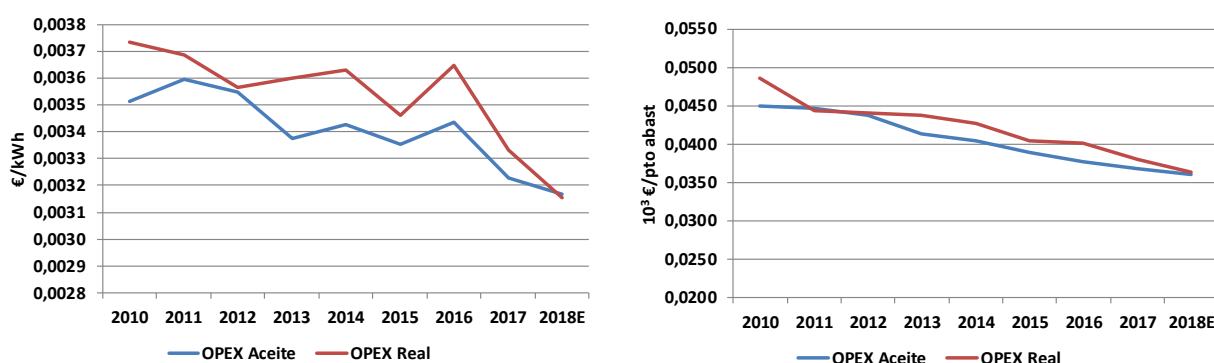


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Em termos de desvios não se verificam grandes oscilações, sendo de salientar os anos de 2015 e 2018 estimado como sendo os únicos anos em análise onde se registam desvios a devolver pela empresa.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-25 - OPEX por *driver* de custo
(preços constantes de 2018)



Da análise às figuras supra, constata-se que a empresa tem tido dificuldade em atingir as metas de eficiência definidas pelo regulador. Embora a trajetória do OPEX real siga a do OPEX aceite, continua muito acima do definido. No entanto, as estimativas da empresa para 2018 apontam para uma aproximação entre os custos reais e aceites.

Em termos de €/kWh, a média de 2015 a 2017 situa-se acima da média dos 11 ORD. No entanto, o valor do OPEX por ponto de abastecimento é muito abaixo da média global.

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. Esta situação traduz-se na diminuição do valor do ativo líquido por via do acréscimo das amortizações acumuladas.

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

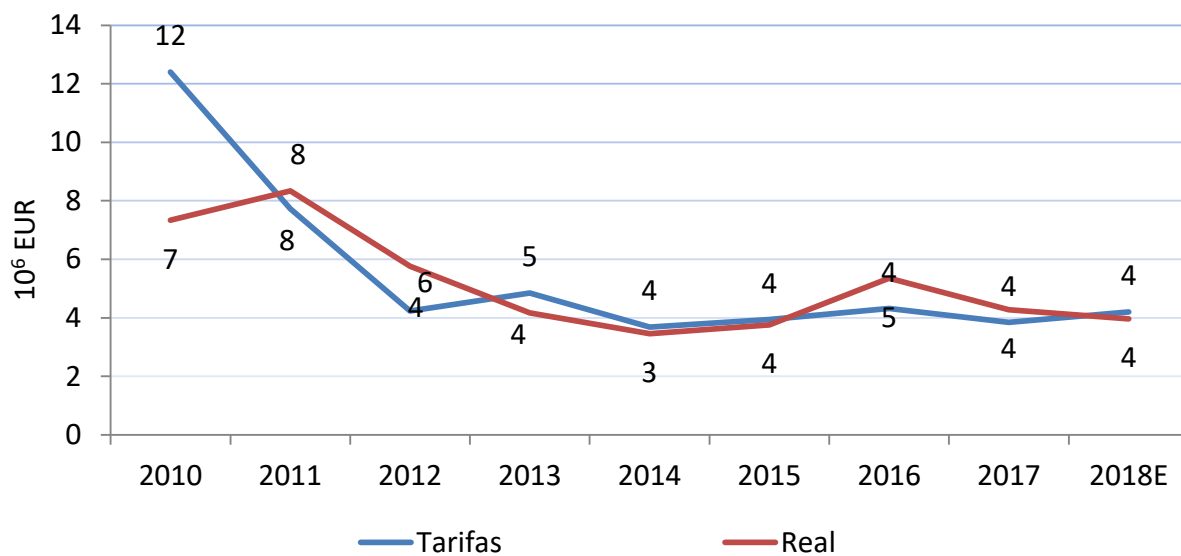
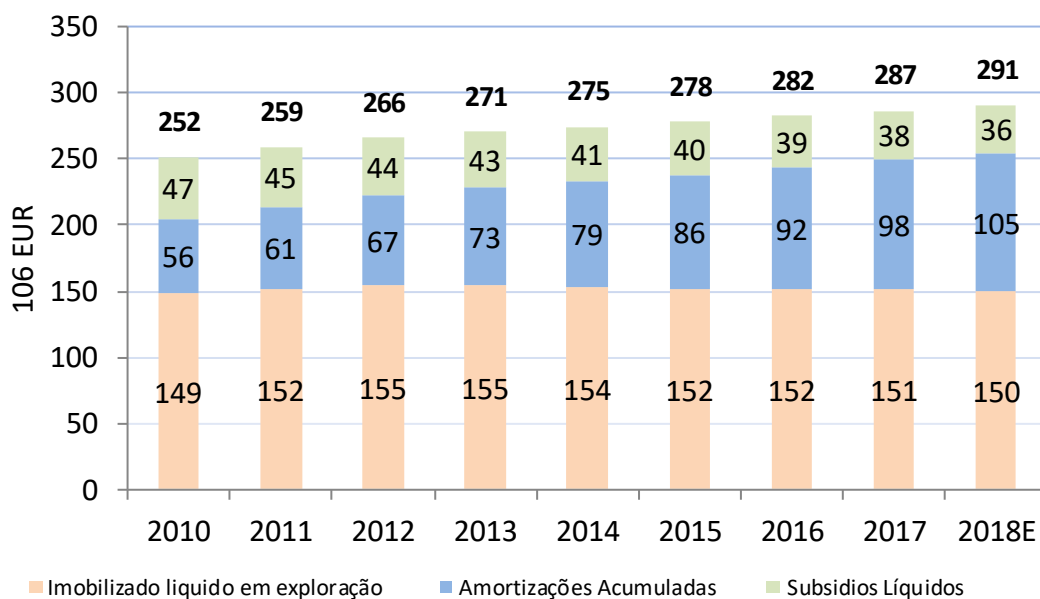


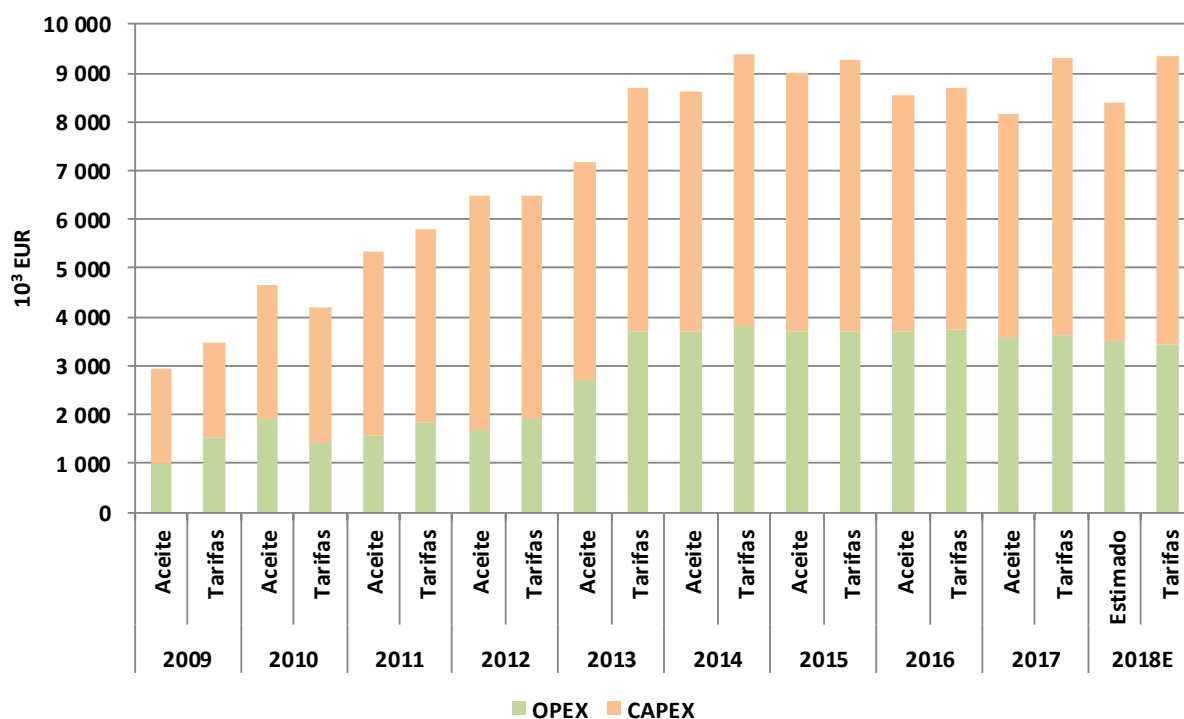
Figura 4-27 - Evolução do ativo real da Setgás



4.2.5 SONORGÁS

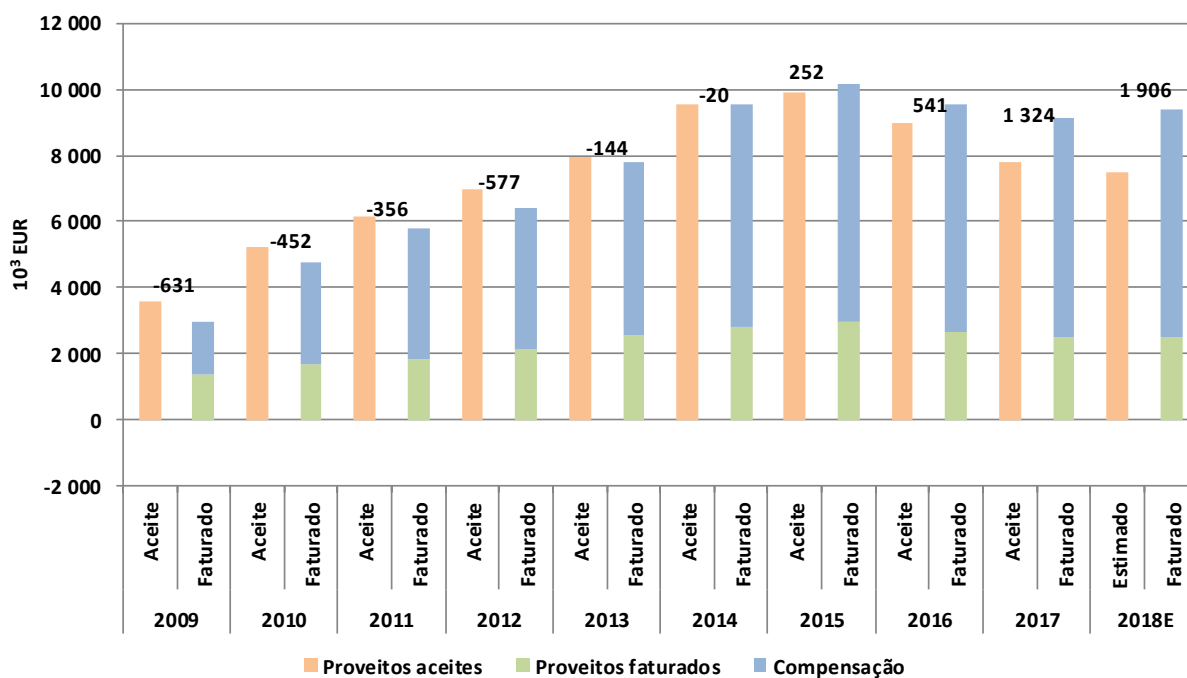
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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



No que se refere à Sonorgás, o crescimento acentuado dos proveitos permitidos resulta do facto desta empresa ser uma empresa ainda em fase de desenvolvimento e com índices de crescimento elevados. Esta realidade observa-se tanto ao nível do OPEX como do CAPEX. 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)

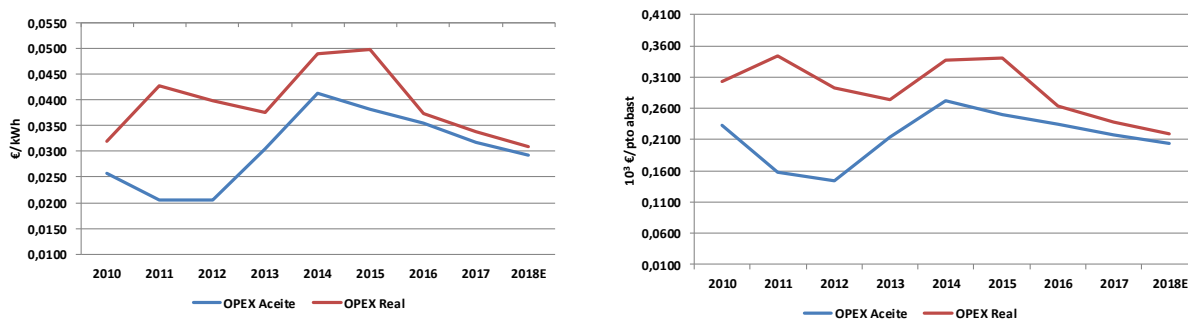


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Em consequência da análise anterior e conforme demonstrado na Figura 4-29, os proveitos permitidos definitivos (Aceite) têm sido superiores aos proveitos faturados e recebidos através das compensações. No entanto, esta situação inverte-se nos últimos anos em análise, onde se registam valores faturados superiores aos aceites o que conduz a desvios a devolver pela empresa.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-30 - OPEX por *driver* de custo da Sonorgás
(preços constantes de 2018)



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), mais acentuada no último período de regulação, o que demonstra uma maior facilidade da empresa em atingir as metas de eficiência definidas pelo regulador.

Comparada com os outros ORD a Sonorgás apresenta custos unitários muito superiores.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

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

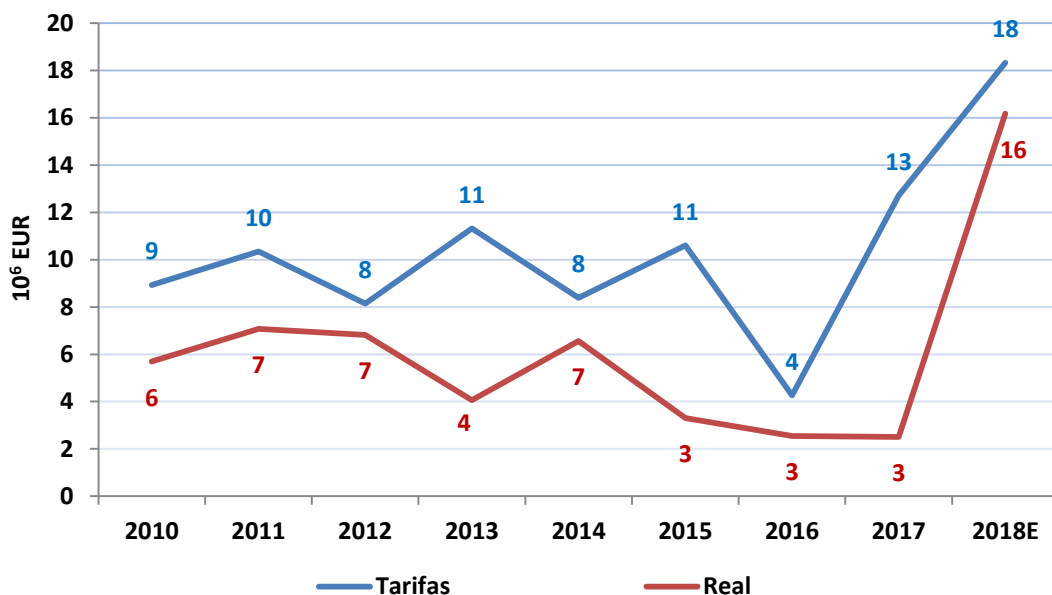
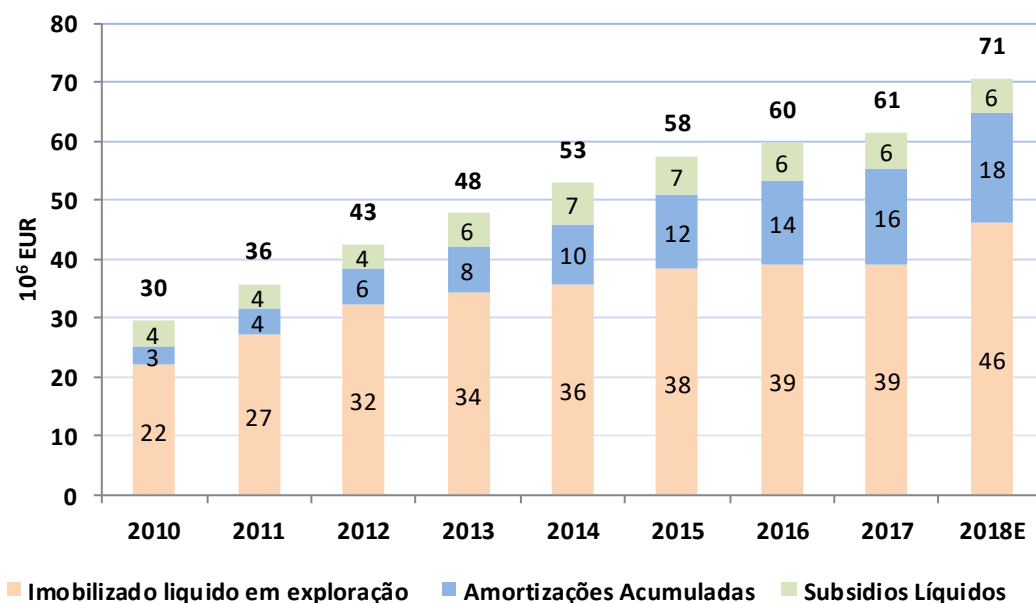


Figura 4-32 - Evolução do ativo real da Sonorgás

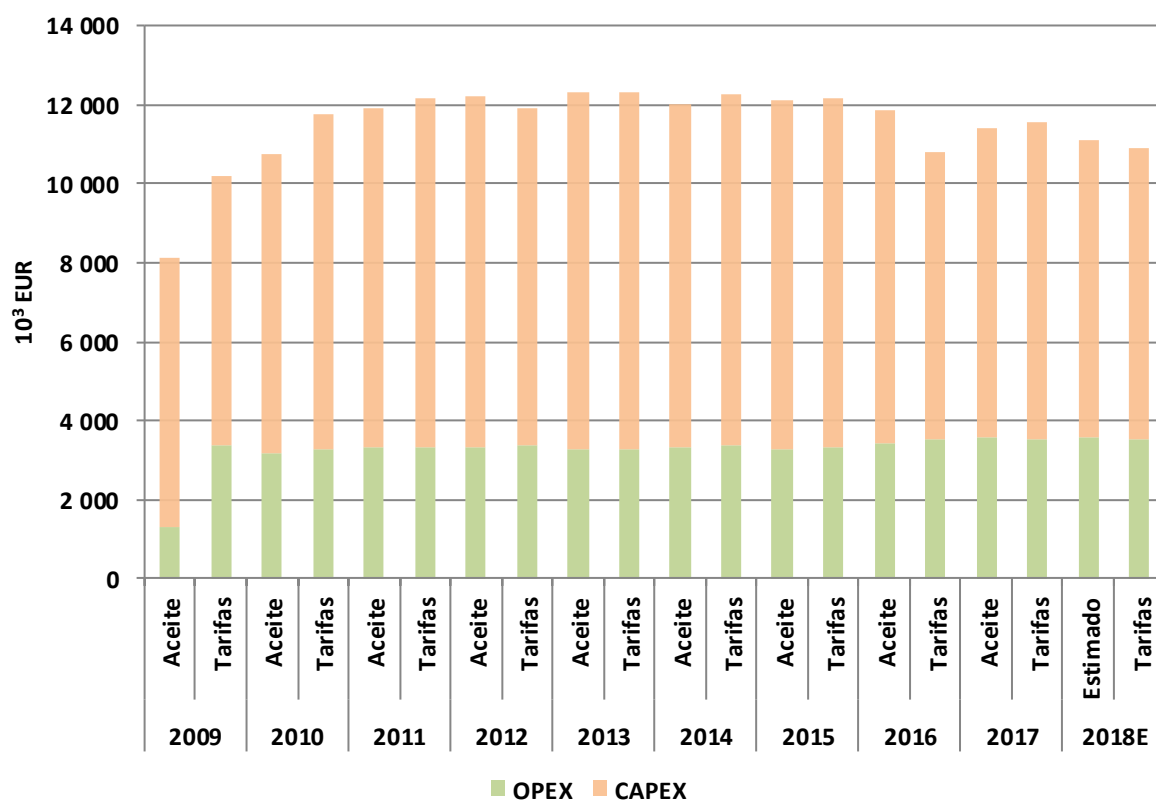


Ao contrário das outras empresas, os valores previstos para as entradas em exploração da Sonorgás registam um aumento significativo em 2017 e 2018 e encontram-se sempre acima dos valores reais. Esta situação, tal como mencionado na análise global, reflete os investimentos nos novos polos atribuídos à Sonorgás.

4.2.6 TAGUSGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

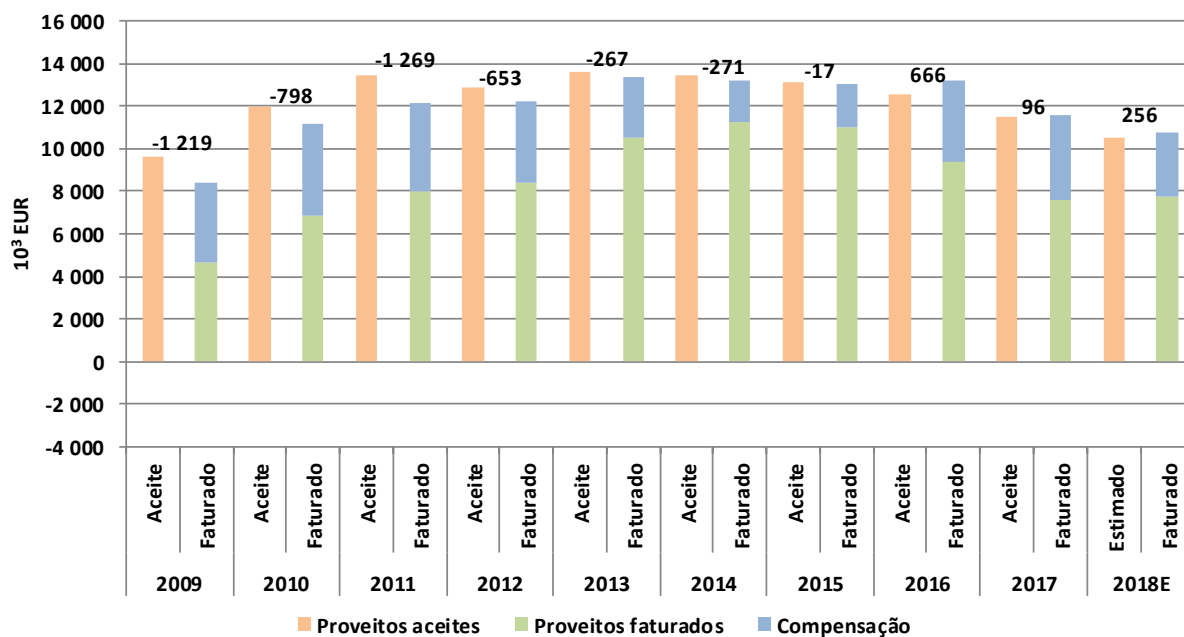
Figura 4-33 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás
(preços correntes)



Pela observação da Figura 4-33, verifica-se que nos últimos anos os proveitos permitidos da Tagusgás têm estabilizado, sendo os valores previstos (Tarifas) muito próximos dos valores definitivos (Aceite). A exceção é o ano de 2016, onde o valor de tarifas foi inferior ao aceite.

A estabilidade acima referida também se verifica ao nível da faturação o que se reflete ao nível dos desvios verificados, cujos valores não são muito significativos como mostra a Figura 4-34.

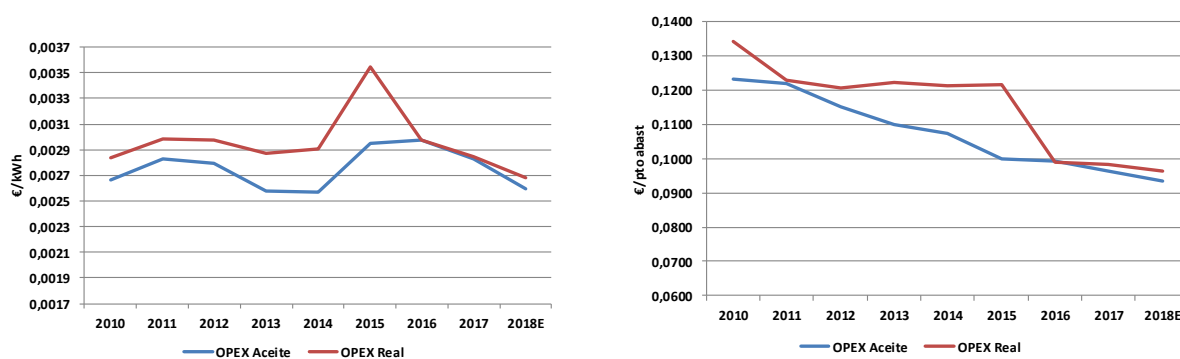
Figura 4-34 - Análise de desvios da Tagusgás
(preços correntes)



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 2018)

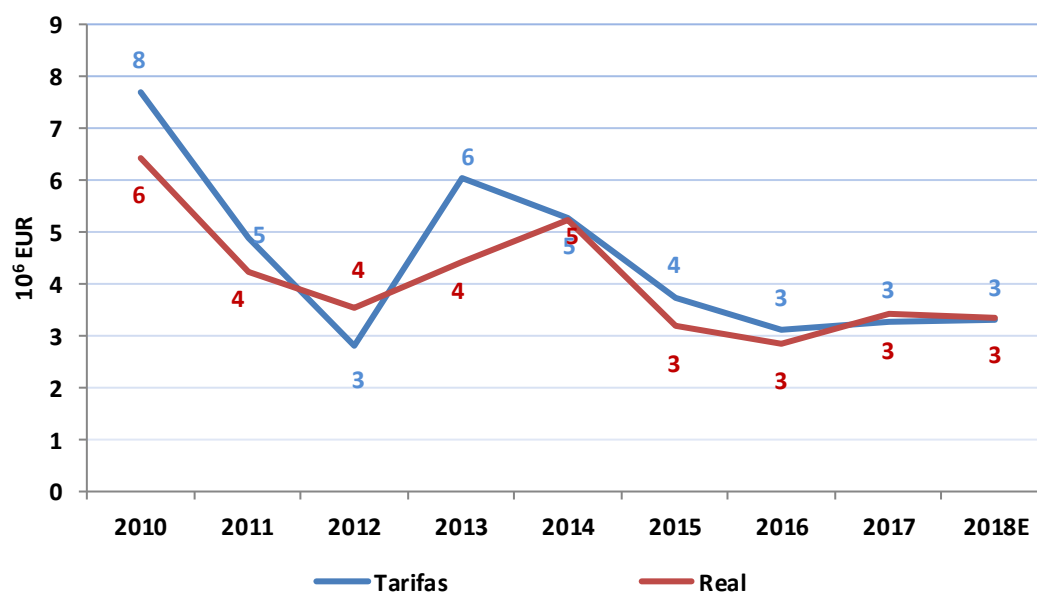


De acordo com a figura anterior os custos reais da empresa e os proveitos permitidos (OPEX Aceite) apresentam a mesma tendência, embora os valores reais tenham sido sempre superiores aos proveitos permitidos. De registar a grande redução de custos ocorrida em 2016, a que não é alheio o início do atual período de regulação.

Em termos comparativos, a Tagusgás em termos de €/kWh está em linha com a média (2015 a 2017) das 11 ORD (0,0031 €/kWh face a 0,0030 €/kWh). No entanto, no que respeita ao custo por ponto de abastecimento, a empresa apresenta na média 15-17 um valor muito superior à média nacional.

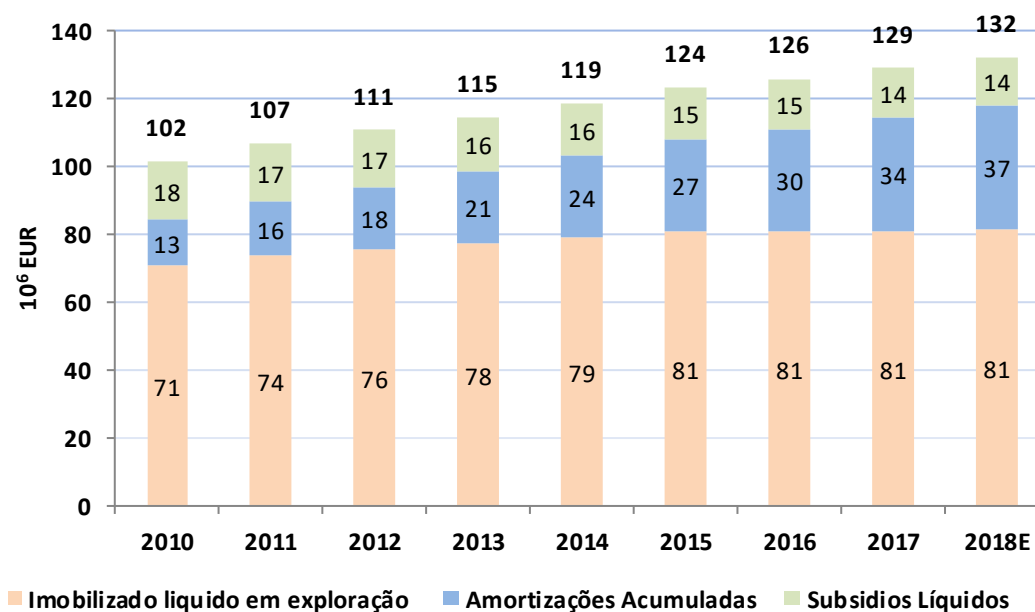
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

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



Situação semelhante á maioria das empresas analisadas, onde se verifica uma estabilidade no nível de investimento nos últimos anos e uma aproximação entre os valores previstos em tarifas e os valores ocorridos.

Figura 4-37 - Evolução do ativo real da Tagusgás



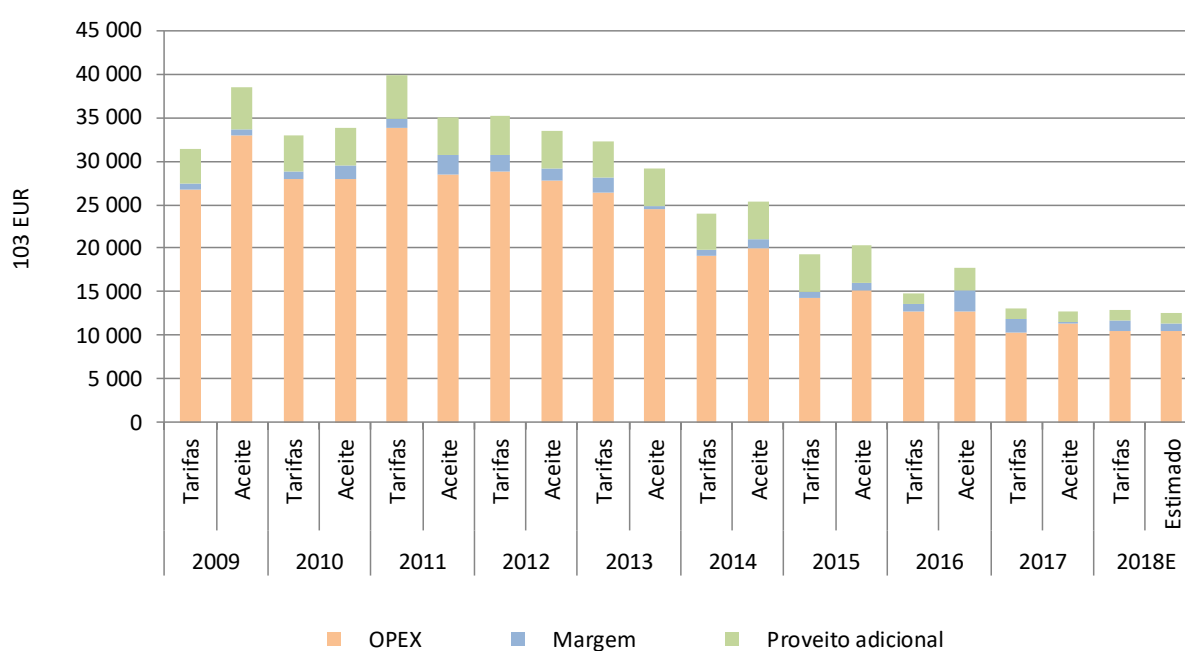
5 ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

5.1 ANÁLISE GLOBAL

5.1.1 EVOLUÇÃO DO OPEX E APURAMENTO DE DESVIOS

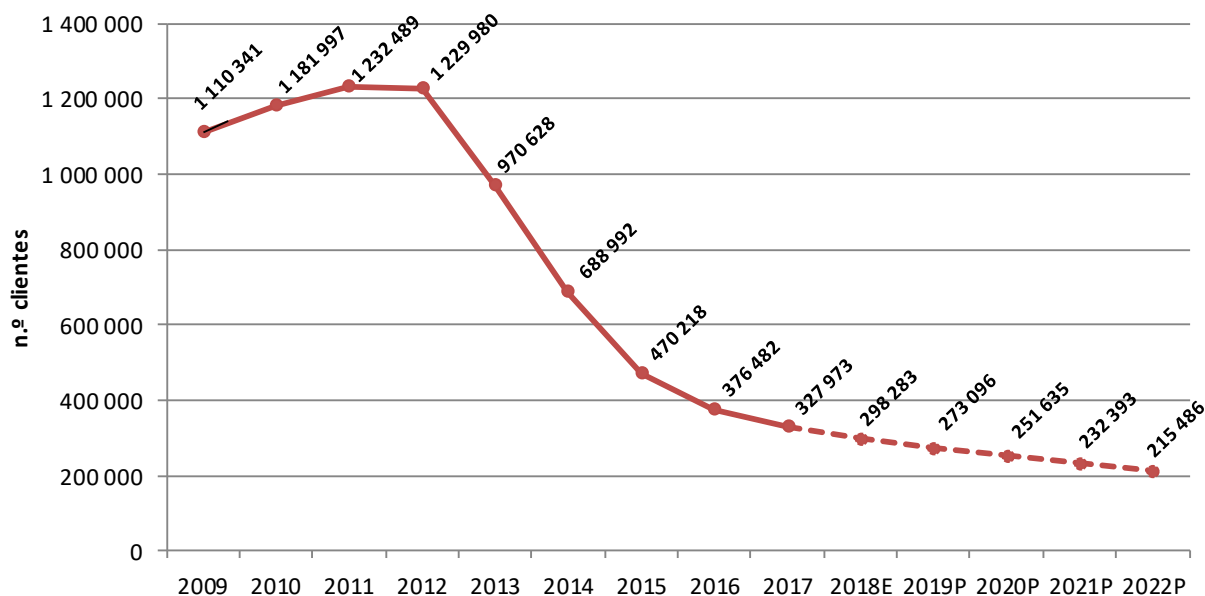
A Figura 5-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos previstos em tarifas (Tarifas) e os proveitos permitidos definitivos desagregados nas suas diversas componentes (exclui-se o efeito dos ajustamentos de anos anteriores) para o universo dos 11 comercializadores de último recurso retalhistas (CURr). Registe-se que à atividade de Comercialização não está associada 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. Esta tendência foi mais acentuada entre 2012 e 2015. 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 (Gráfico 5-1).

Gráfico 5-1 – Evolução do Número de Clientes



O valor estimado de 2018 e os valores previsionais dos anos seguintes correspondem aos valores reportados pelos CURR para efeitos regulatórios.

Recorde-se, neste particular, que a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, definiu, numa primeira fase 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. Esta extinção foi adiada para a data de 31 de dezembro de 2020 através da publicação da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril. Este facto pode, entre outras razões, justificar o abrandamento da saída de consumidores do mercado regulado.

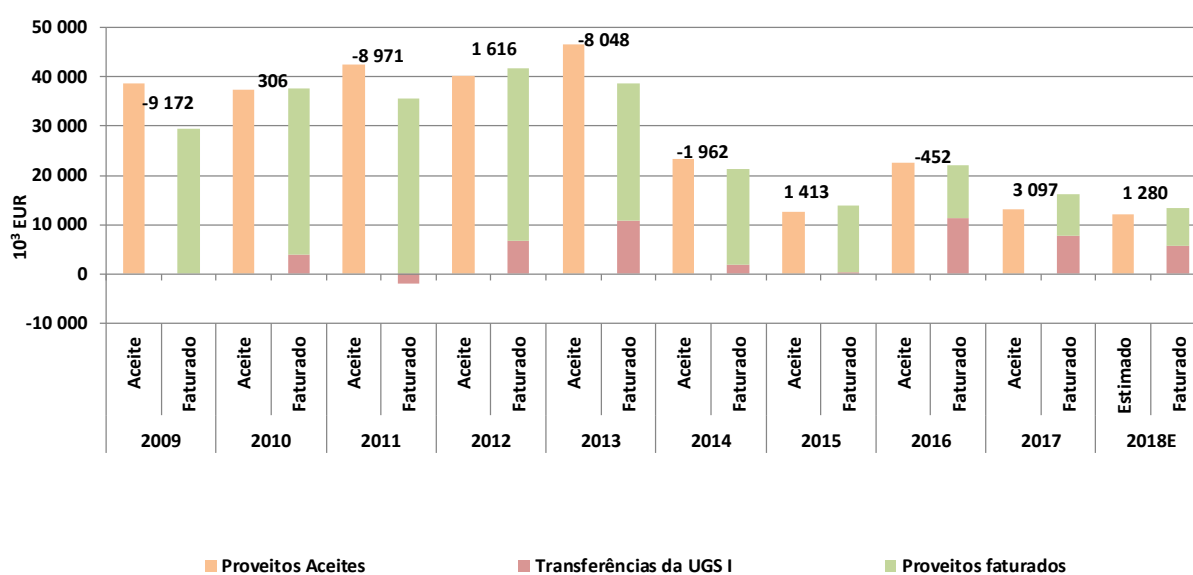
A metodologia regulatória aplicada a partir de 2011 reflete esta tendência. A partir desse ano aplicou-se uma metodologia do tipo *price cap*, em que os proveitos permitidos da atividade de Comercialização variam diretamente com o número de clientes.

Em termos de desvios entre os proveitos permitidos definitivos e os valores previstos em tarifas, os mesmos não se afiguram significativos, com exceção dos primeiros anos, em particular 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. Nos anos seguintes, os desvios justificam-se pela diferença entre o número de clientes efetivamente ocorrido comparativamente ao número de clientes previstos para efeitos de determinação das tarifas.

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 I²⁷ 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.

Figura 5-2 - Evolução dos desvios dos 11 CURr²⁸
(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 deduzidos dos rendimentos de exploração que não sejam resultantes da aplicação de tarifas. 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

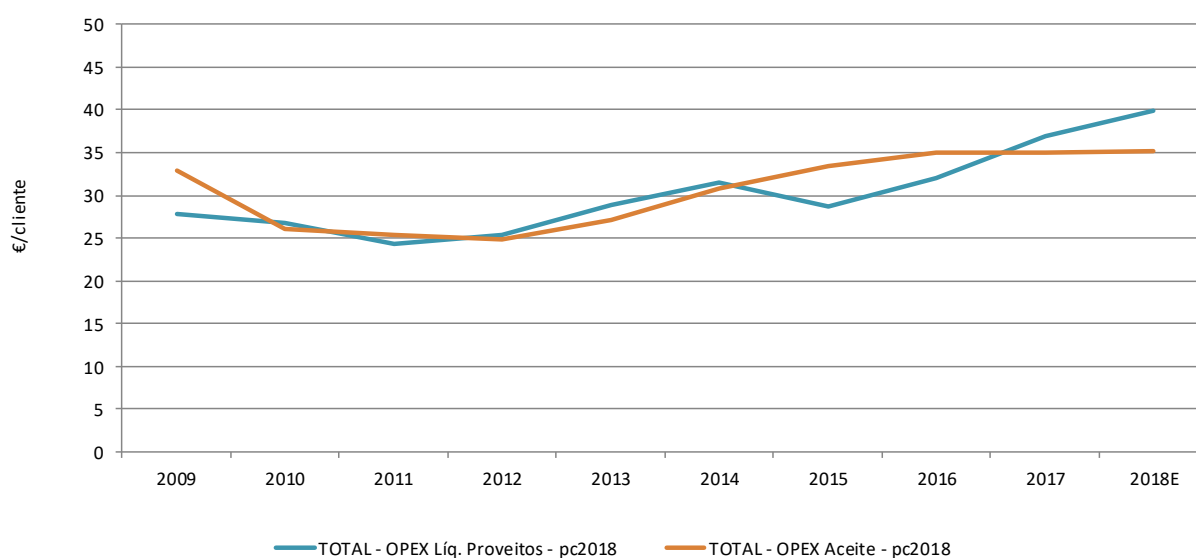
²⁷ As transferências da UGS I resultam da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização e os proveitos permitidos da função de comercialização. Esta situação decorre da necessidade de garantir a sustentabilidade económica numa situação de extinção de tarifas.

²⁸ No total dos proveitos faturados não aparece o montante de compensações tarifárias, pois no total das empresas as mesmas anulam-se.

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. Apenas a partir de 2015 se observa um comportamento mais volátil dos custos reais líquidos reportados pelas empresas. O diferencial que se verifica entre as duas séries decorre, essencialmente, da base de proveitos permitidos²⁹ sobre a qual incidiu a metodologia do tipo *price cap* inicialmente definida, nos anos de 2010, 2013 e de 2016.

Figura 5-3 - Custos unitários por cliente
(preços constantes 2018)



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 que ocorreu até 2016, decorrente do ritmo de saída dos clientes para o mercado superior ao decréscimo registado no OPEX. A partir de 2017 estima-se uma maior estabilização do OPEX unitário por cliente, decorrente de um menor ritmo de saída dos clientes para o mercado permitindo às empresas uma maior capacidade para adequar

²⁹ É genericamente apelidada de “base de custos”.

o OPEX ao nível de clientes. Observando os três últimos anos reais, em média, o proveito permitido definitivo unitário (OPEX aceite unitário) situa-se nos 34 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 líquidos de rendimentos aos proveitos permitidos, comportamento que se manteve até 2014. Em 2015 e 2016 observa-se custos reais líquidos unitários menores comparativamente ao custo unitário aceite. Este comportamento resulta de uma pertinente redução da rubrica de custos relativa aos fornecimentos e serviços externos reportada pelas empresas, que pode ser justificada por uma adequação do nível de atividade ao número de clientes do mercado regulado.

Tendo em conta o observado e o contexto de diminuição de atividade dos CUR, em particular, a data de extinção das tarifas transitórias, 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. Se não ocorrer qualquer alteração à Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, esta extinção ocorrerá a meio do próximo período regulatório. 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 por força da extinção supra referida.

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, EDP Gás, SU, 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)

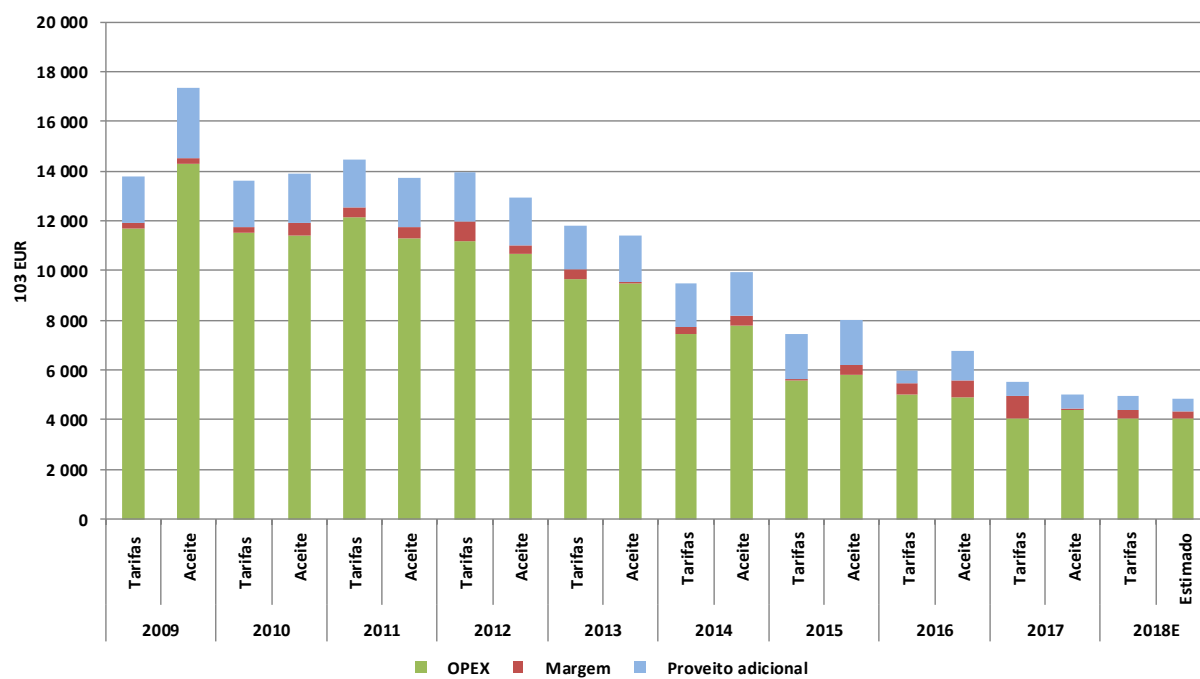
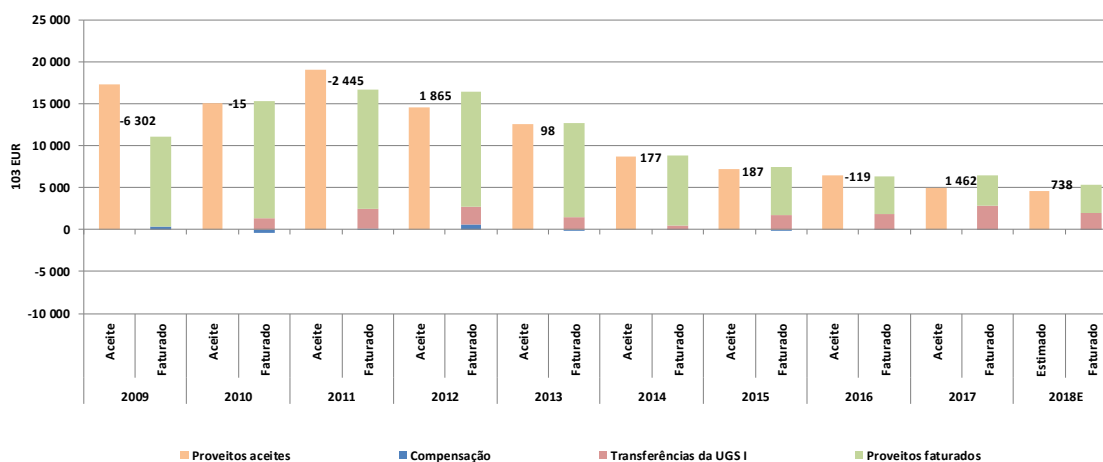


Figura 5-5 - Análise de desvios da LisboaGás
(preços correntes)



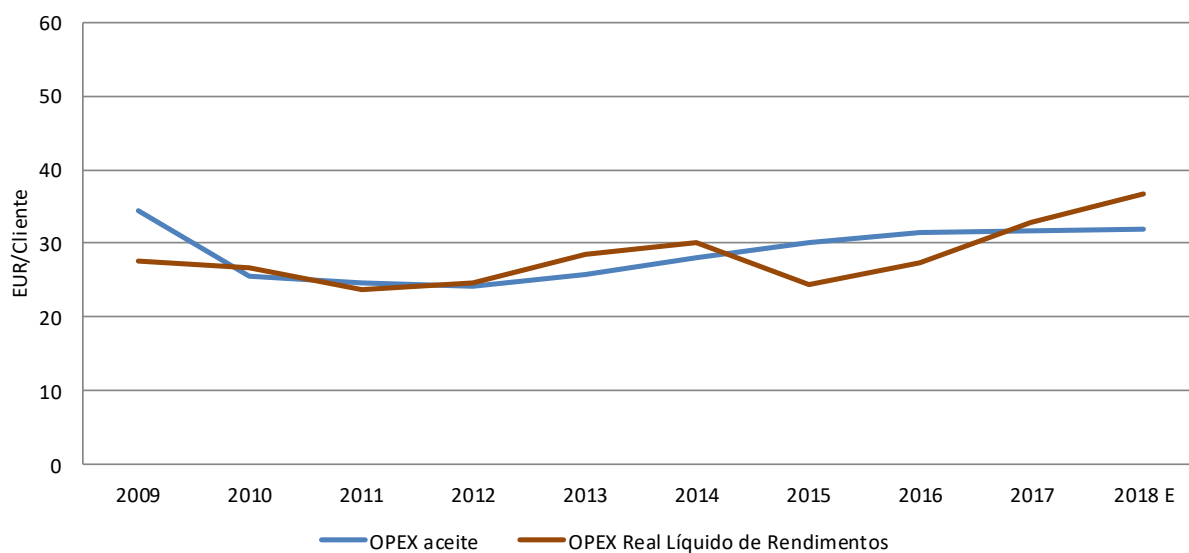
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

A LisboaGás tem seguido a tendência global histórica de decréscimo dos proveitos permitidos. Esta tendência abrandou nos últimos dois anos (2016 e 2017).

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 2018)



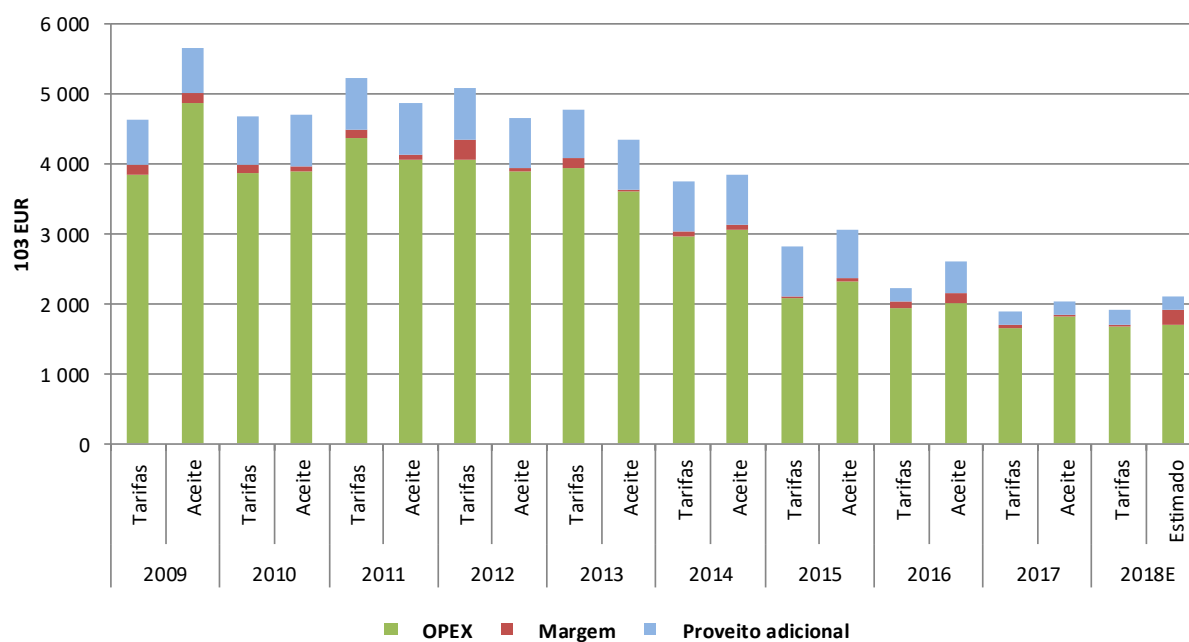
Com a introdução de metas de eficiência, observa-se um comportamento semelhante do OPEX unitário real comparativamente aos proveitos permitidos definitivos (Opex aceite), o que demonstra o esforço da empresa em atingir os parâmetros de eficiência fixados pela ERSE.

Em termos de OPEX por cliente, observa-se um valor inferior ao valor médio apresentado pelos 11 CURR.

5.2.2 LUSITANIAGÁS

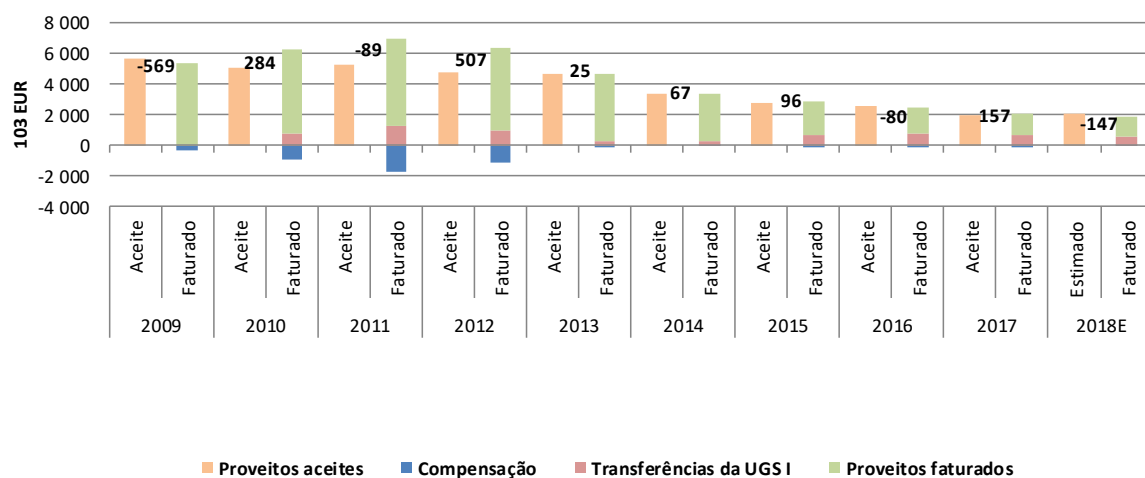
EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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



A Lusitaniagás apresenta, à exceção de 2009, 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.

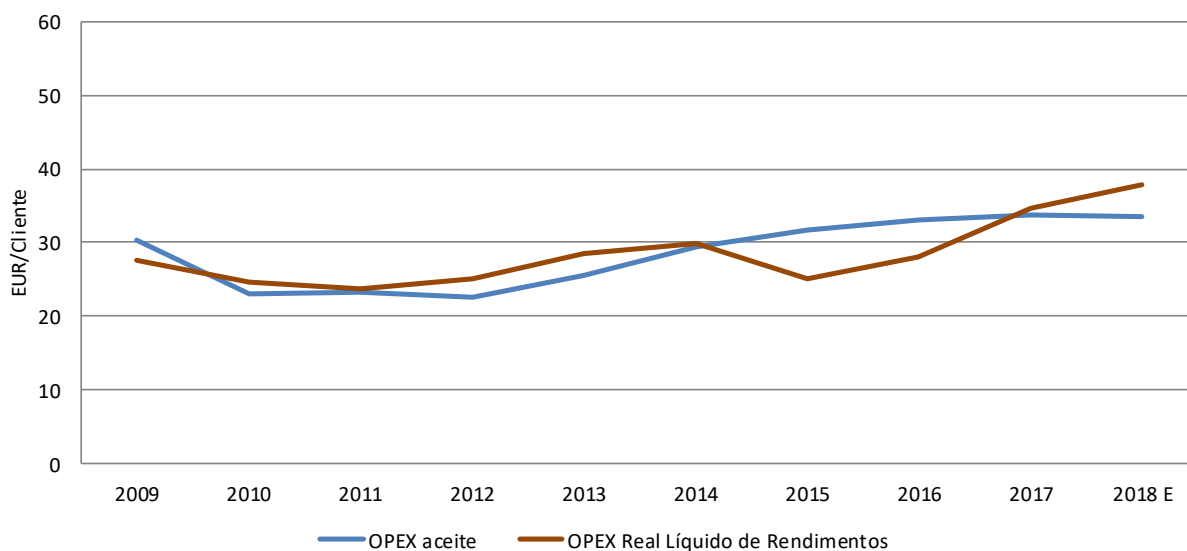
Figura 5-8 - Análise de desvios da Lusitaniagás
(preços correntes)



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 2018)



À semelhança do ocorrido na Lisboagás, observa-se na Lusitaniagás, até 2014, que os custos unitários reais se apresentam, sensivelmente, semelhantes aos proveitos permitidos definitivos (OPEX aceite). Assim, durante este período, a empresa apresentou uma capacidade de acompanhar a linha de tendência traçada

pelas metas de eficiência impostas pelo regulador. Também à semelhança do ocorrido na Lisboagás, verifica-se que em 2015 e 2016 os custos unitários reais foram, significativamente, inferiores aos custos aceites. Em 2017, volta-se a obter um paralelismo entre os dois custos unitários.

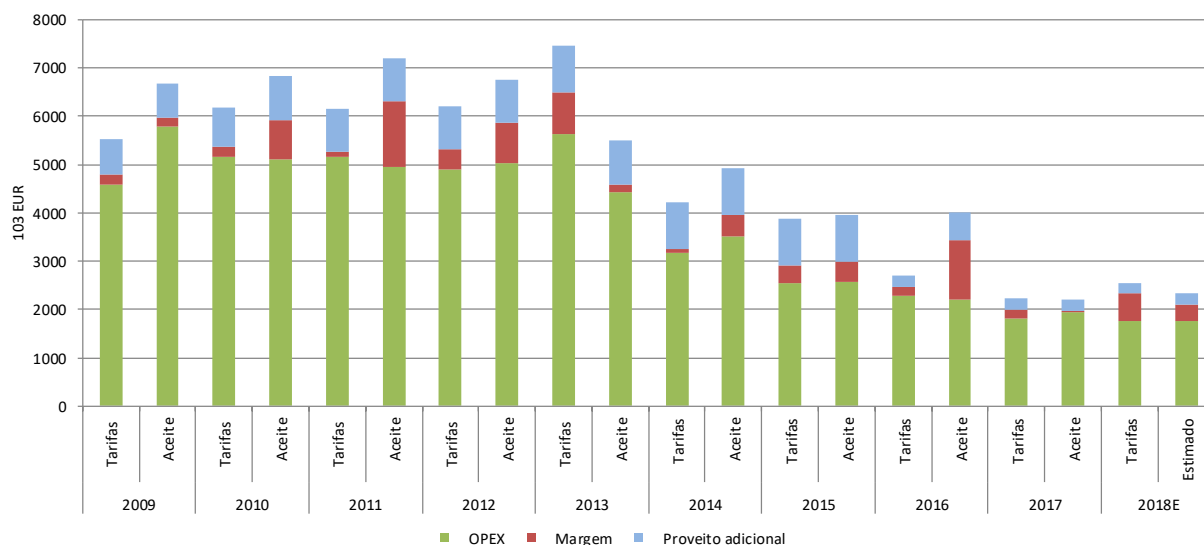
Em termos de OPEX por cliente, observa-se um valor médio ligeiramente acima do valor médio da Lisboagás, e ligeiramente abaixo dos 11 CURR.

5.2.3 EDP GÁS SU

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

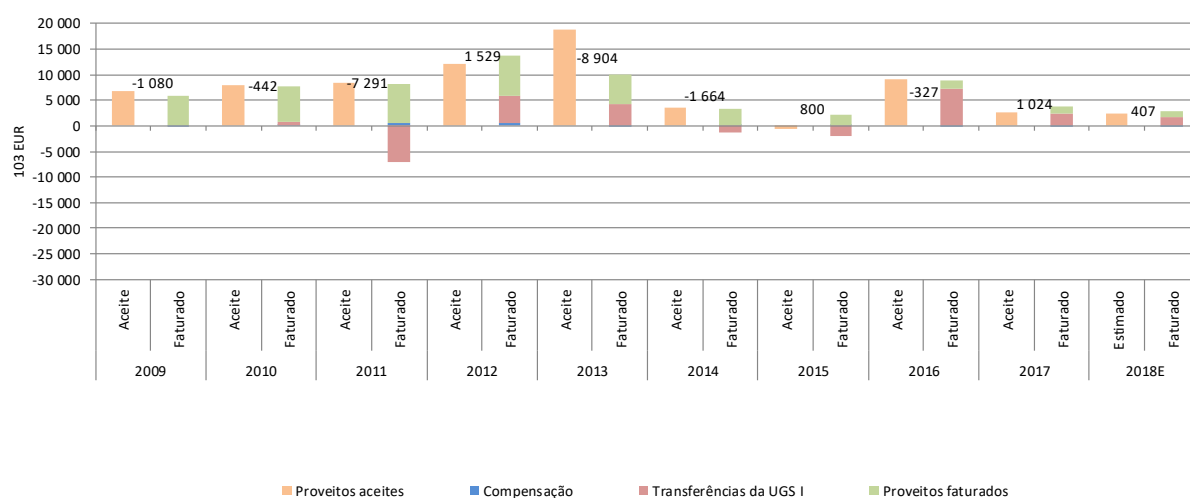
A Figura 5-10 compara a evolução dos proveitos permitidos previstos em Tarifas com os proveitos permitidos definitivos calculados em ajustamentos (Aceite). Observa-se que ao longo do período analisado a EDP Gás apurou desvios de custos a favor da empresa em todos os anos com exceção de 2013. Nesse ano 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 I³⁰ foi a principal rúbrica responsável pelo aumento do desvio tarifário.

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

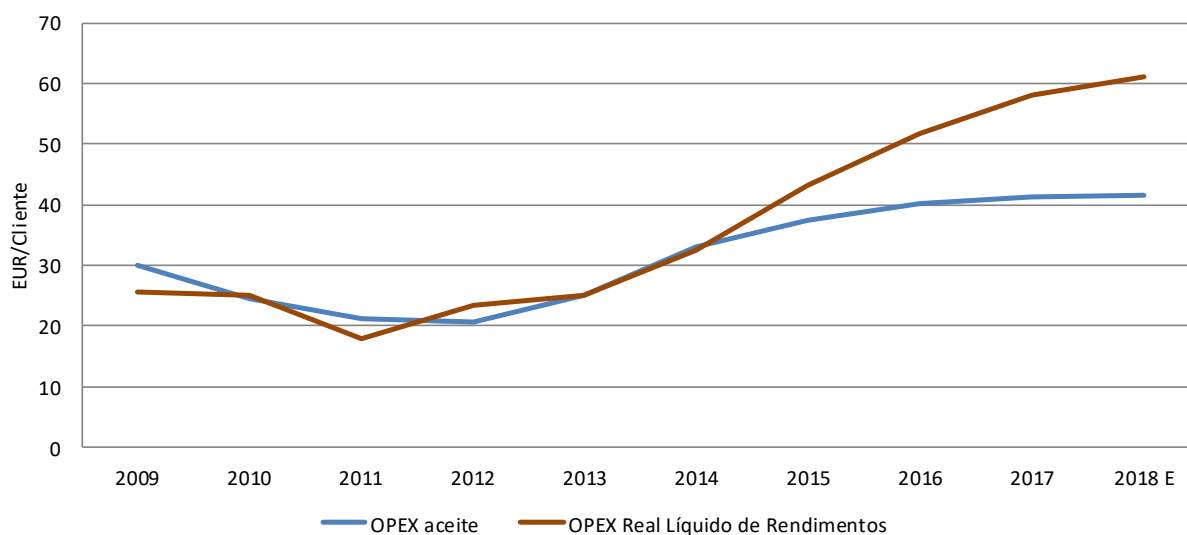


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

³⁰ 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 2018)



A EDP Gás apresenta, até 2014, uma evolução semelhante entre o nível dos custos unitários reais e os proveitos unitários permitidos definitivos (OPEX aceite). A partir de 2015 observa-se uma divergência entre estes dois valores ao observar-se uma tendência de crescimento mais acentuada do custo unitário real comparativamente ao custo unitário aceite.

Em termos de OPEX real por cliente, observa-se um valor médio para os últimos 3 anos fechados, claramente acima do valor médio registado pelos 11 CURR. Esta evolução do custo unitário por cliente poderá evidenciar a necessidade de uma maior 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 5-13 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás
(preços correntes)

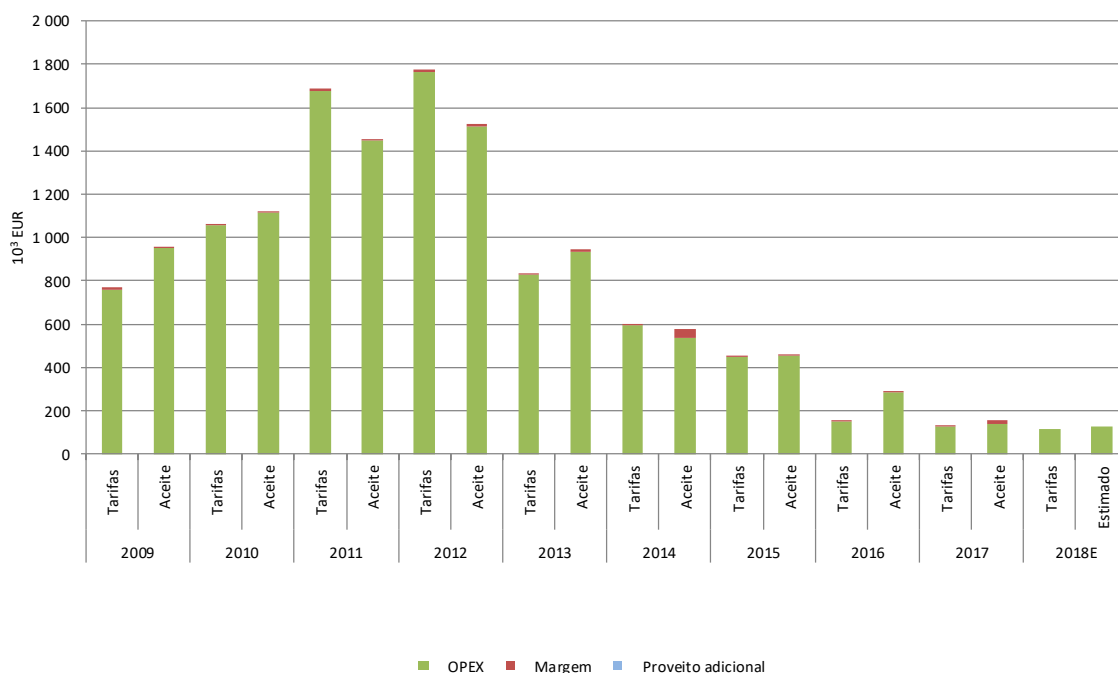
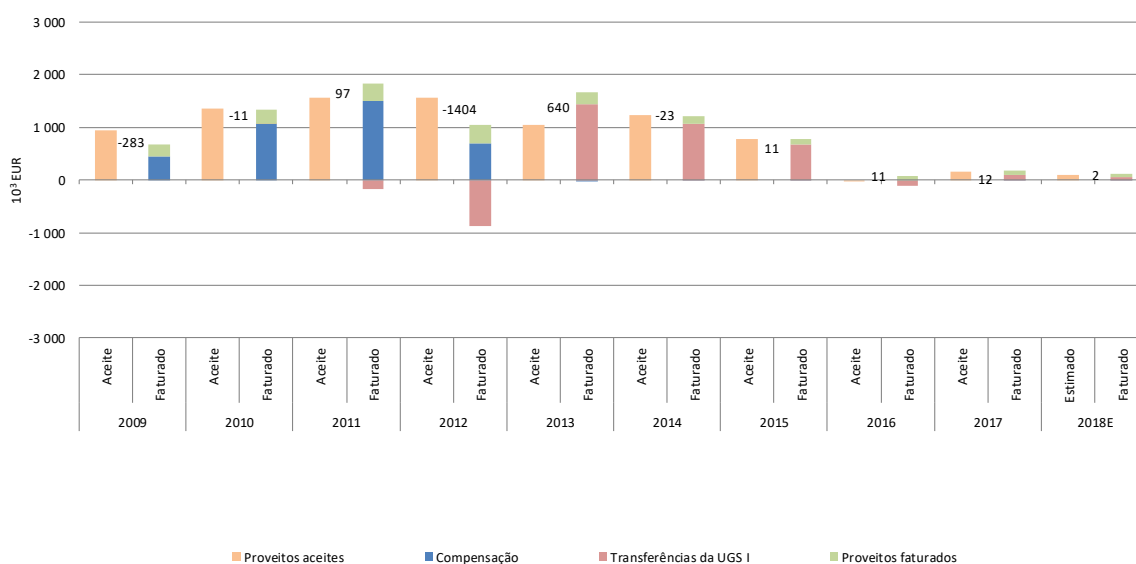


Figura 5-14 - Análise de desvios da Sonorgás
(preços correntes)



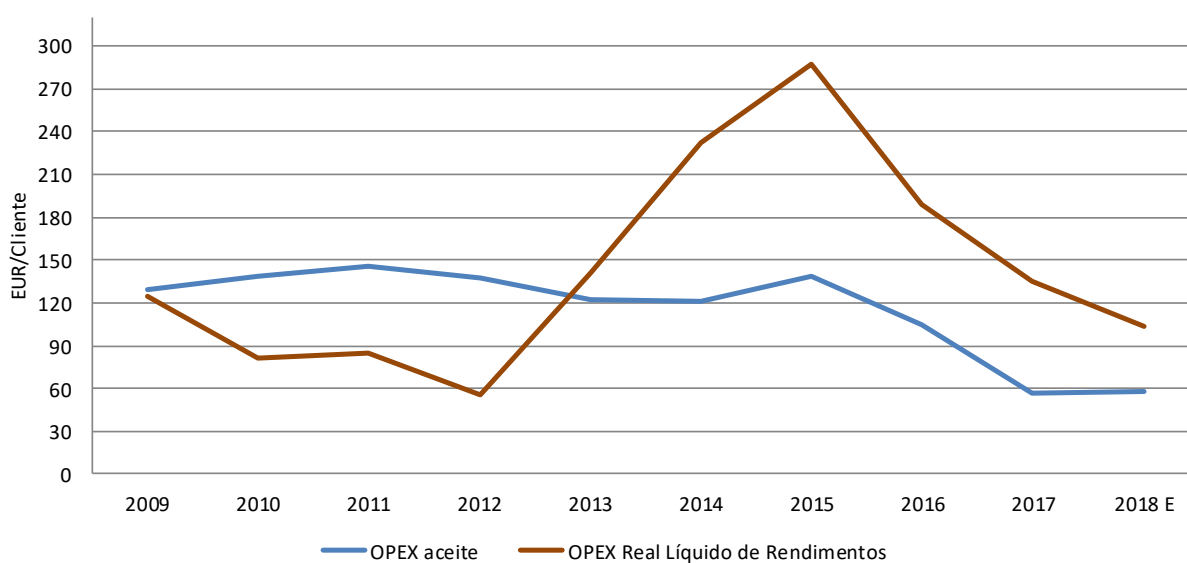
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

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 2018)



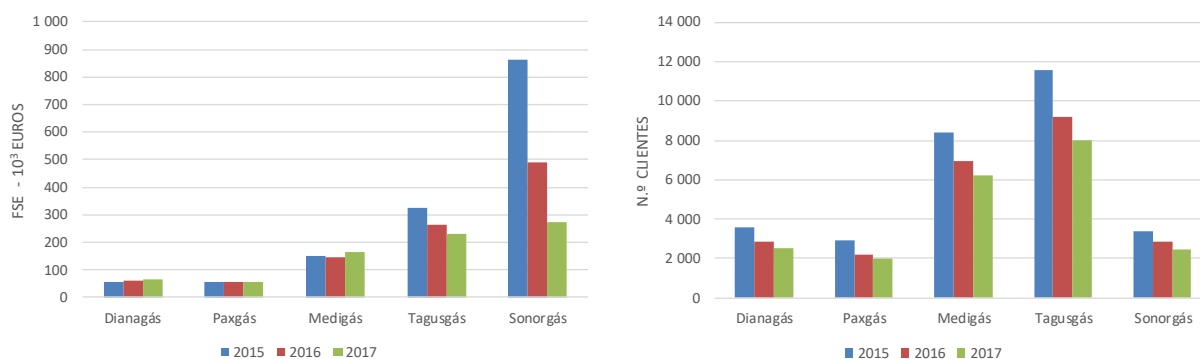
Pela Figura 5-15 é possível observar que o OPEX unitário real registou valores inferiores aos proveitos permitidos definitivos (OPEX unitário aceite até 2013). Esta situação é sobretudo motivada pelo facto de se ter verificado, a partir de 2010, uma transferência de custos, na ordem dos 40%, da atividade de Comercialização de gás natural para a atividade de Distribuição de gás natural. 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 significativamente superior ao valor médio registado pelos 11 CURR.

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. A Figura 5-16 permite comparar o nível dos FSE entre os 5 CURr de menor dimensão considerando o número de clientes.

Figura 5-16 – Relação entre FSE e o nº de Clientes



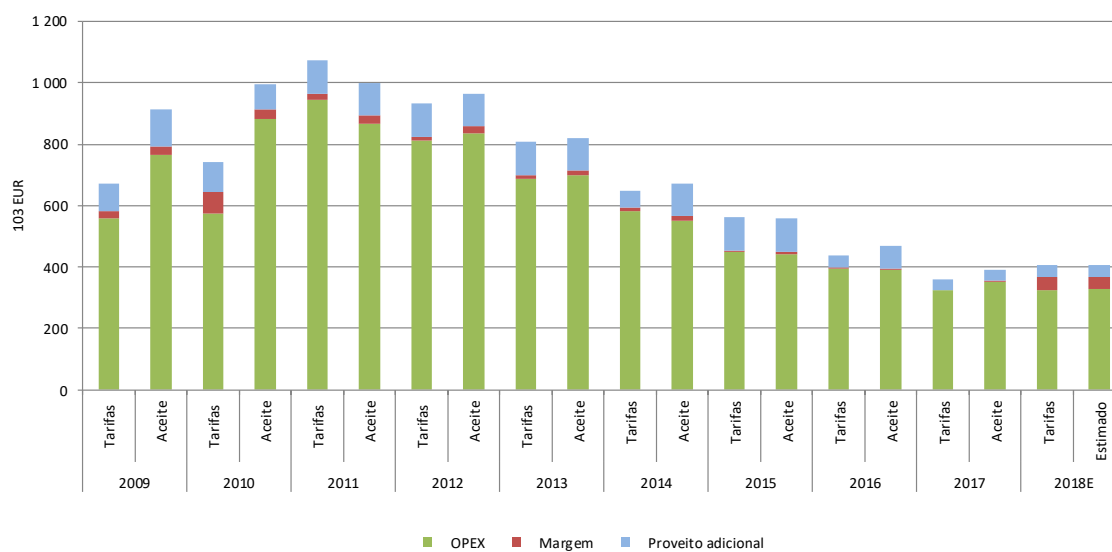
Esta análise permitiu concluir que o custo com FSE da Sonorgás assume valores significativamente superiores face às suas congéneres em termos de dimensão, isto é, face aos CURr com número de clientes similar ou até superior

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

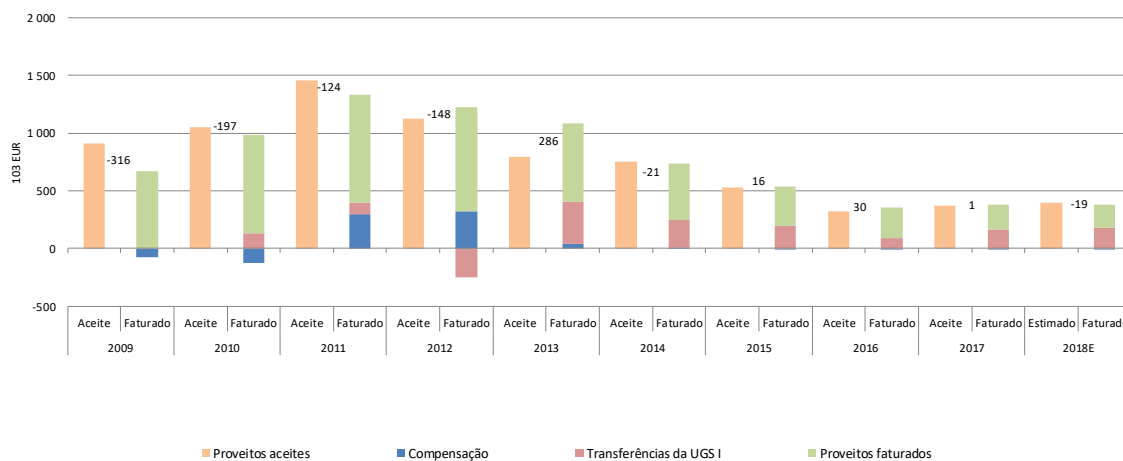
Figura 5-17 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás
(preços correntes)



A Figura 5-17 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 5-18. 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

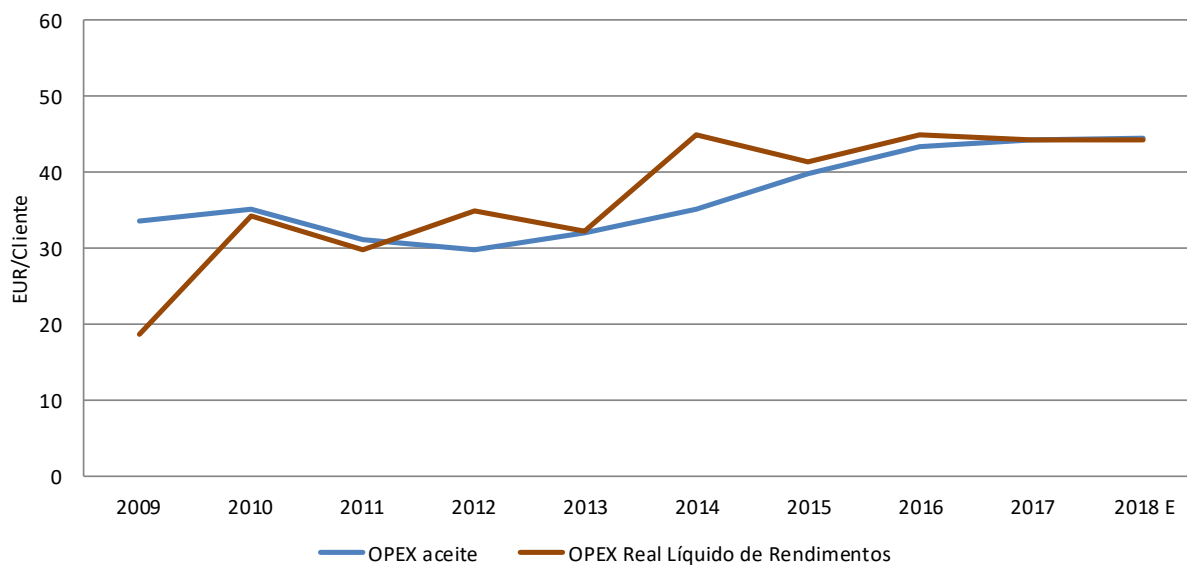
Figura 5-18 - Análise de desvios da Tagusgás
(preços correntes)



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 5-19 - OPEX por cliente da Tagusgás
(preços constantes de 2018)



Entre 2012 e 2016, a Tagusgás apresentou custos unitários reais superiores aos proveitos permitidos (OPEX aceite), em particular, no ano de 2012 e 2014 onde esta diferença se apresenta significativa. Nos restantes anos observa-se que os valores reais atingiram valores relativamente próximos dos proveitos permitidos.

Em termos de OPEX por cliente, observa-se um valor médio custo superior à média dos 11 CURr.

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. Este capítulo contempla ainda a avaliação do equilíbrio económico-financeiro através das contas estatutárias das empresas. 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 atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL 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, até ao primeiro semestre de 2016. De acordo com a metodologia de cálculo de proveitos permitidos, os custos de exploração aceites para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL 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 capital³¹, inicialmente por um período de 40 anos, alterada posteriormente, em 2010, para um período de alisamento de 10 anos.

De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR³² para as atividades reguladas.

- **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 (RAB³³) 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.

³¹ Custo aceite e amortização do investimento, com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios)

³² 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.

³³ *Regulatory Asset Base*

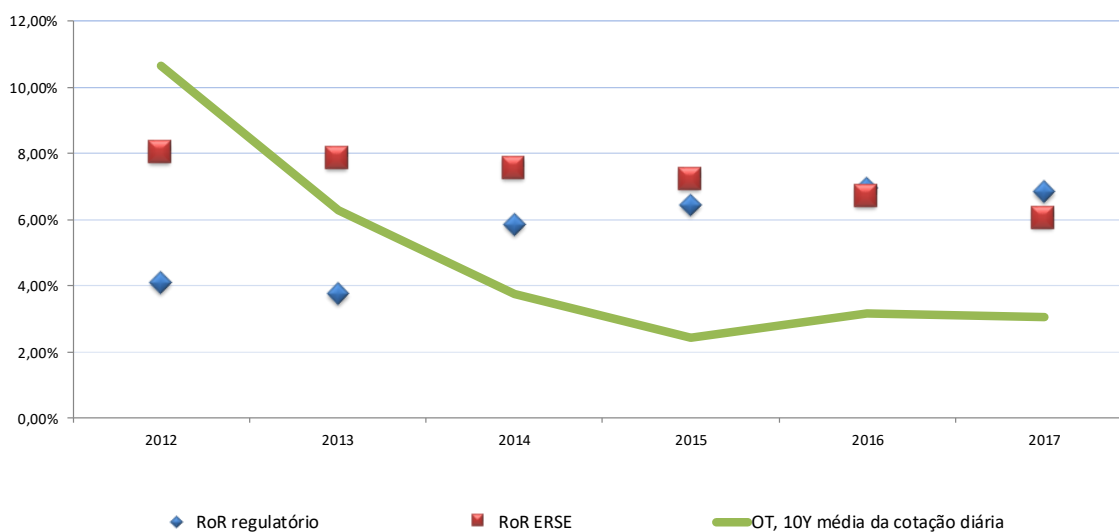
- **RoR ERSE** - Corresponde à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE para cada período regulatório, sendo determinada anualmente em função das metodologias de cálculo em vigor a cada momento.

A Figura 6-1 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. 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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi até 2015 inferior ao RoR definido pela ERSE, sendo também, inferior às *yields* das OT a 10 anos nos anos de 2012 e de 2013. Em 2016 e 2017, os RoR regulatório e ERSE situaram-se, praticamente ao mesmo nível. Na base desta aproximação está o esforço de diminuição dos custos reais da empresa que havia sido iniciado em 2015, sobretudo por via da redução das amortizações do exercício e dos fornecimentos e serviços externos.

Outro fator que tem contribuído para o crescimento do RoR regulatório é a redução gradual do RAB real na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, face à inexistência de investimentos significativos nos últimos anos.

Figura 6-1 - Taxa de remuneração da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



6.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

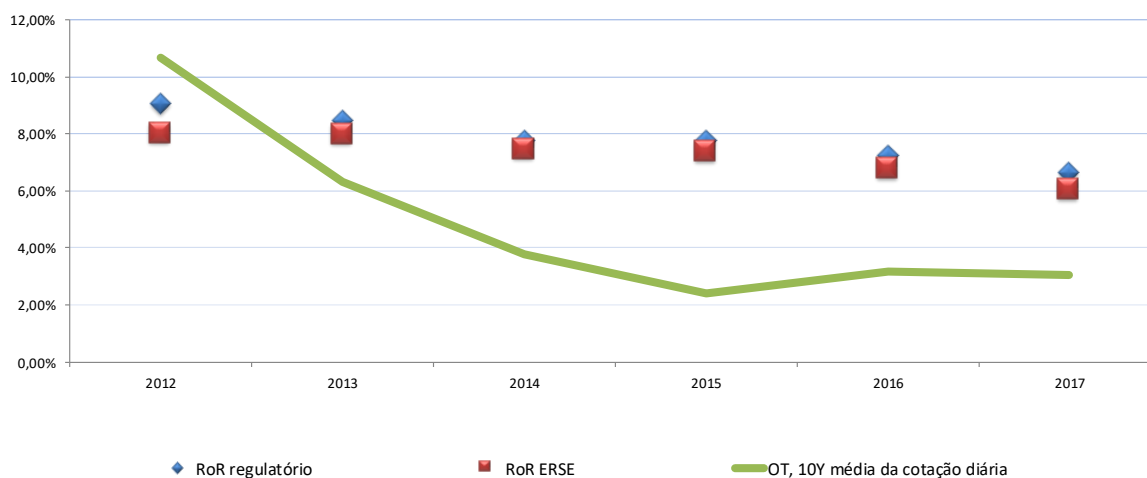
O operador da rede de transporte de gás natural (ORT) desenvolve as atividades de Transporte de gás natural e de Gestão Técnica Global do SNGN.

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.

As formas de cálculo dos RoR, são explicitadas no ponto anterior.

A Figura 6-2 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Transporte de gás natural. 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 da atividade de Transporte



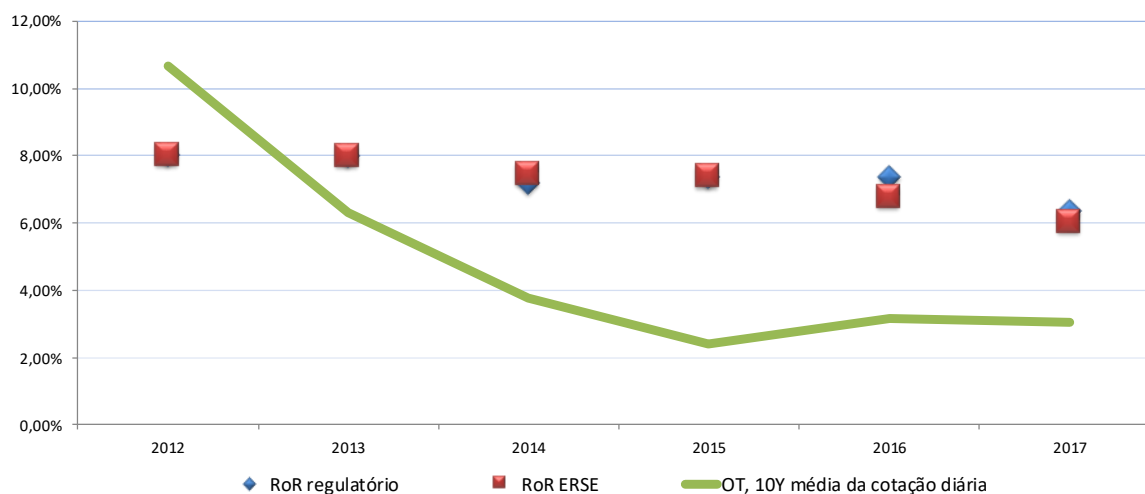
Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de Transporte de gás natural foi sempre superior ao RoR definido pela ERSE, sendo, inferior às *yields* das OT a 10 anos no ano de 2012.

ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

A atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, foi regulada até ao final do primeiro semestre de 2016, regulada por custos aceites ao nível do OPEX. No período regulatório iniciado em 1 de julho de 2016, foi implementada uma metodologia de regulação por custos eficientes, na componente do OPEX referente à aquisição de serviços do grupo, enquanto as restantes parcelas de custos de OPEX mantiveram a regulação por custos aceites.

A Figura 6-3 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, 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 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN



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

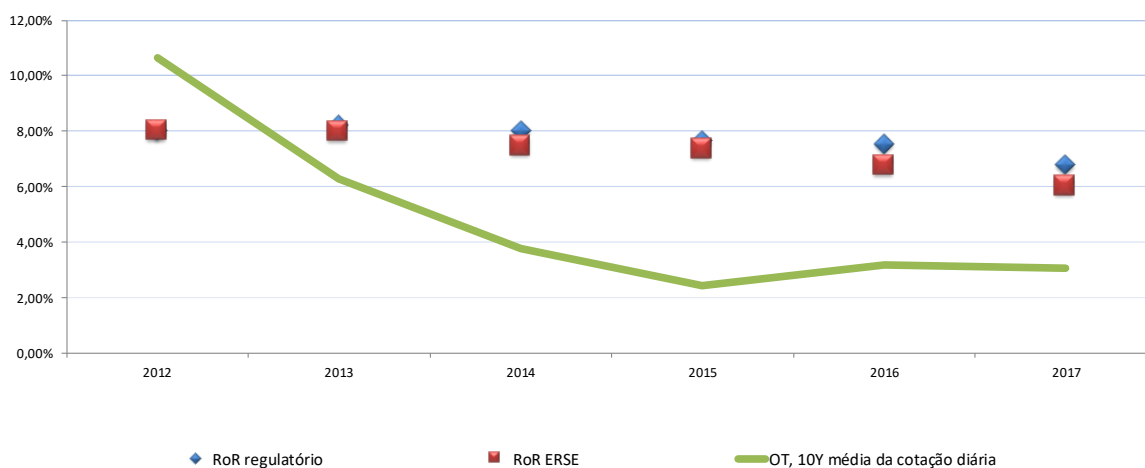
6.3 ATIVIDADE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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 Subterrâneo 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.

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 da atividade de Armazenamento Subterrâneo



Verifica-se que o RoR regulatório esteve em linha com o RoR definido pela ERSE até 2015, sendo superior nos anos de 2016 e 2017. Na base deste aumento estiveram os ajustamentos relativos aos anos anteriores, a favor da empresa. Os RoR regulatório e ERSE foram sempre superiores às *yields* das OT a 10 anos, com exceção do ano de 2012.

6.4 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Distribuição de gás natural tem seguido uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*³⁴ e do tipo *rate of return* (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios) ao nível do CAPEX.

De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR³⁵ para a atividade de Distribuição.

³⁴ Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

³⁵ 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.

- **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.

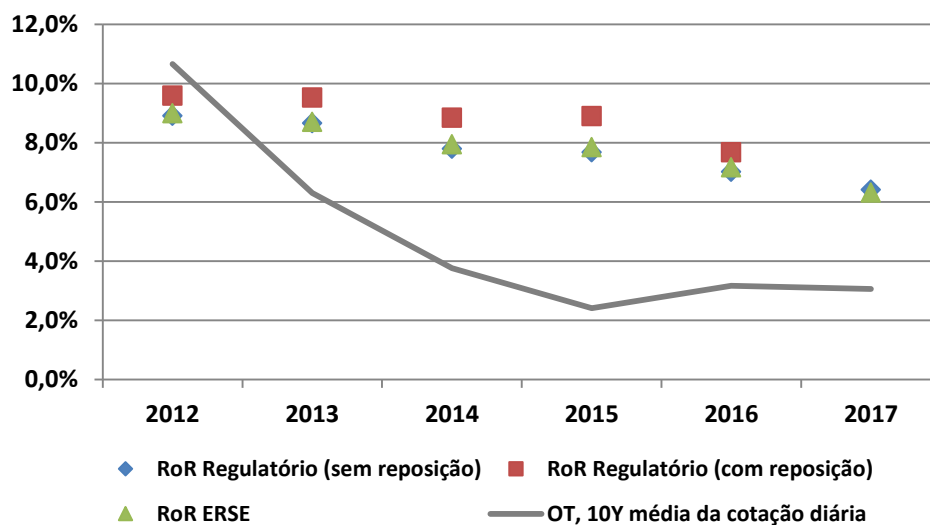
A comparação entre o RoR regulatório e o RoR ERSE é importante na medida que permite avaliar o desempenho da empresa e a respetiva rentabilidade num determinado ano. Desta forma, devem ser eliminadas todas as rubricas de anos anteriores, designadamente, os ajustamentos de anos anteriores e a rubrica da “Reposição gradual da neutralidade financeira”. No entanto, e de forma a permitir avaliar o impacte dessa rubrica, na análise global é apresentado o RoR regulatório com e sem aquele montante.

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.

6.5 TOTAL DOS 11 ORD

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

Figura 6-5 - Taxa de remuneração dos 11 ORD



Nota: A reposição gradual da neutralidade financeira terminou em 2016.

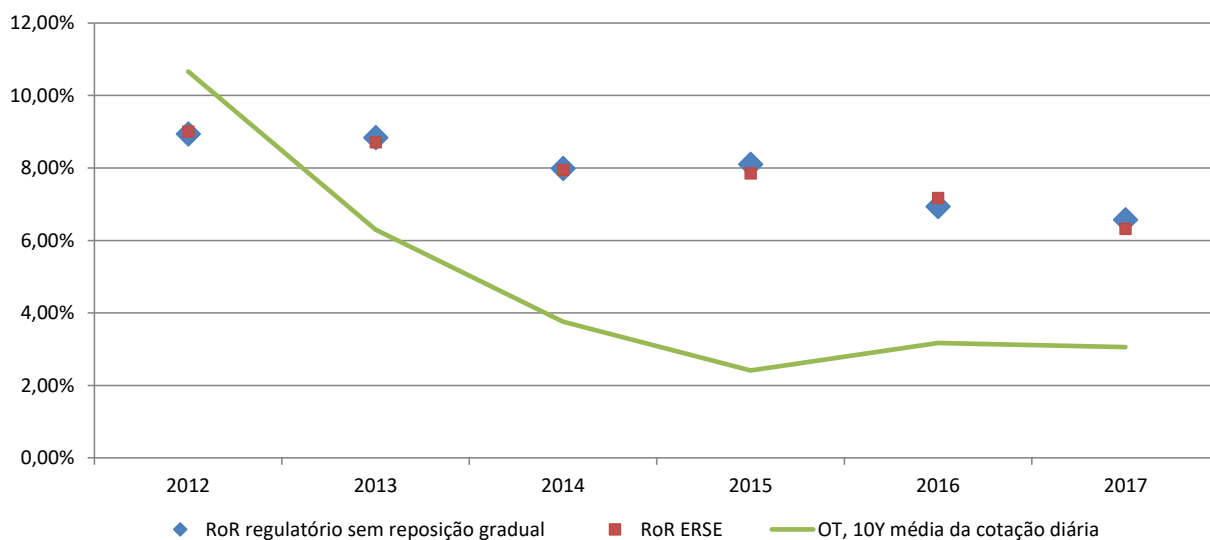
Na análise do RoR regulatório é possível observar que retirando a rubrica da “Reposição gradual da neutralidade financeira”, os valores são muito próximos do RoR ERSE. A maior ou menor distância registada nos cálculos efetuados representa a maior ou menor facilidade com que as empresas conseguem atingir a eficiência imposta pelo Regulador. Registe-se que os valores de ROR, com exceção de 2012, são superiores às *yields* das OT a 10 anos.

Na globalidade, assiste-se a uma aproximação entre as taxas de remuneração reais e a taxa definida pelo regulador. Esta situação mostra o esforço dos operadores em atingirem as metas de eficiência impostas para o período de regulação.

6.6 LISBOAGÁS

A Figura 6-6 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Lisboagás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-6 - Taxa de remuneração LisboaGás

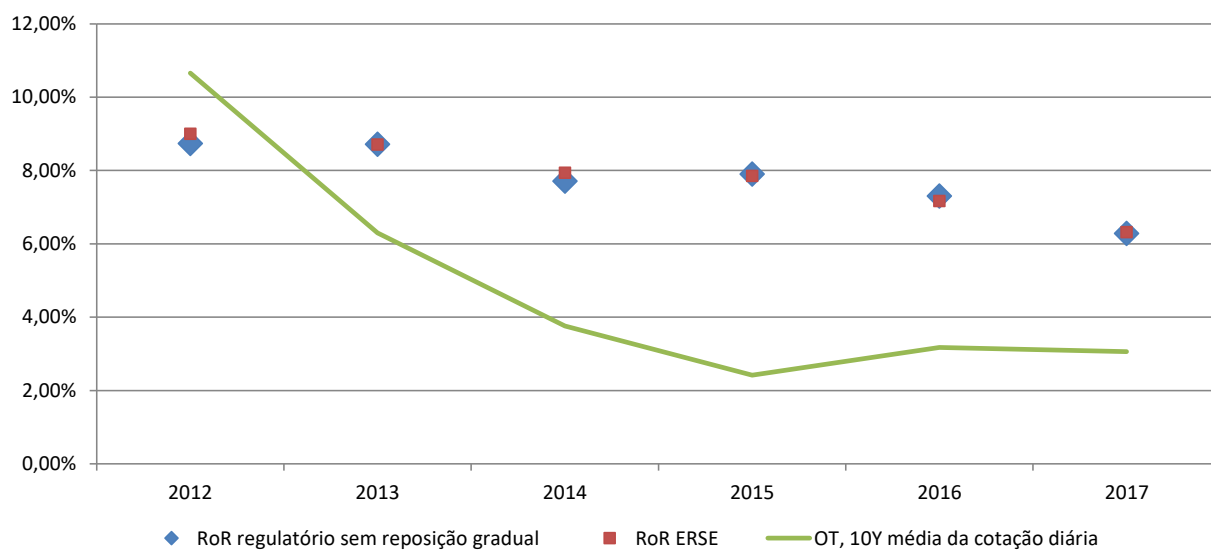


Pode-se observar que o RoR regulatório (sem reposição gradual da neutralidade financeira) e o RoR ERSE apresentam taxas muito próximas, o que indicia que a empresa tem conseguido atingir as metas de eficiência definidas pela ERSE.

6.7 LUSITANIAGÁS

A Figura 6-7 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Lusitaniagás, tendo em conta o cálculo regulatório.

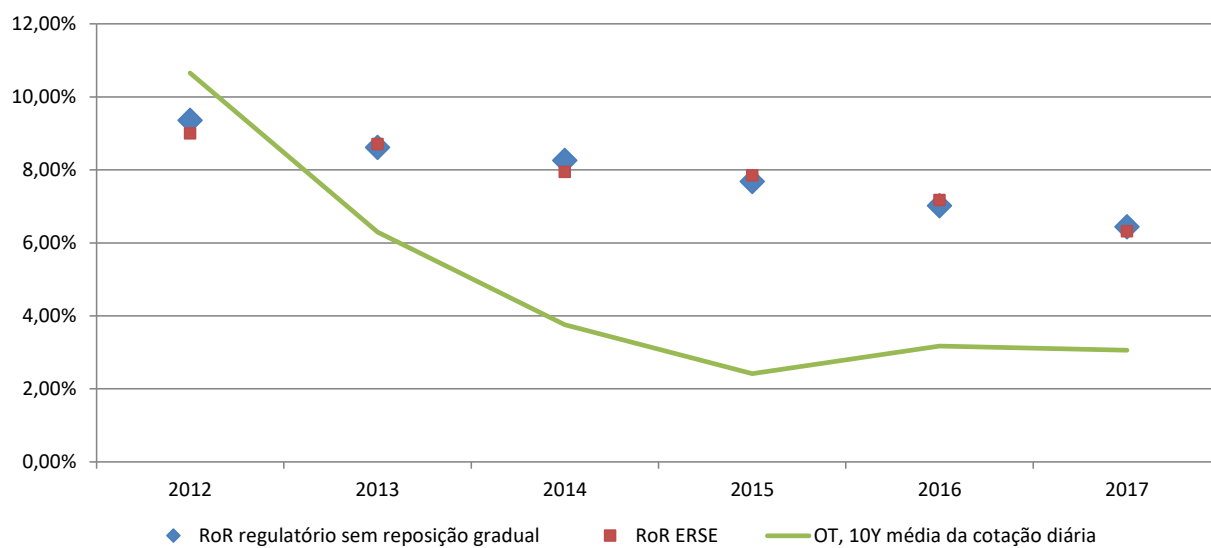
Figura 6-7 - Taxa de remuneração Lusitaniagás



6.8 REN PORTGÁS

A Figura 6-8 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na REN Portgás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-8 - Taxa de remuneração REN Portgás

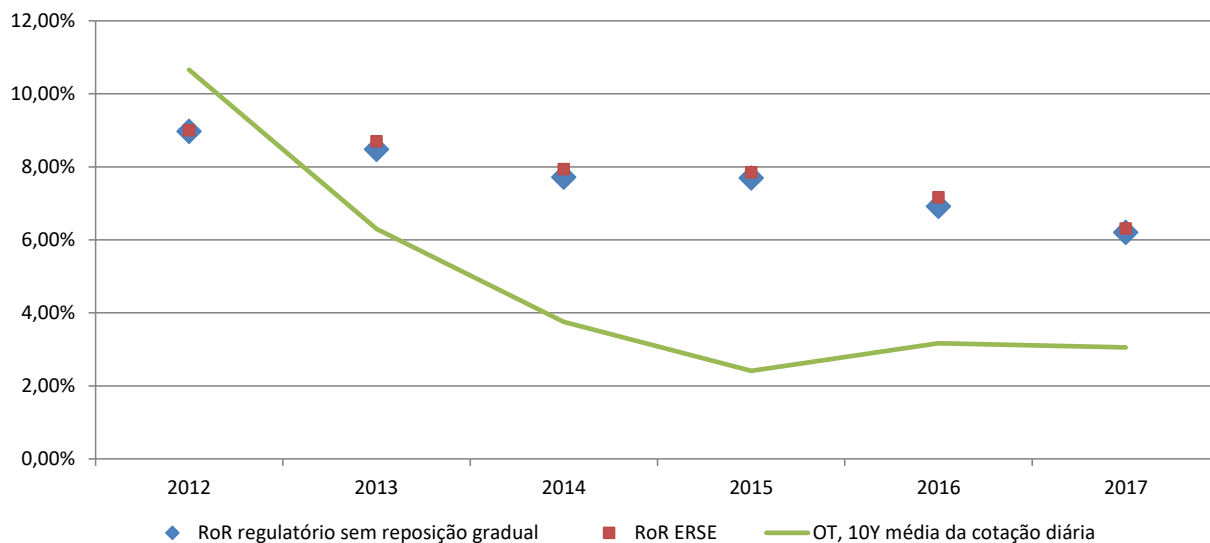


As diferenças entre as taxas apresentadas nos anos de 2012 e de 2014 é justificada pela trajetória dos custos reais da empresa que foram inferiores aos proveitos permitidos associados ao OPEX.

6.9 SETGÁS

A Figura 6-9 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Setgás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-9 - Taxa de remuneração Setgás

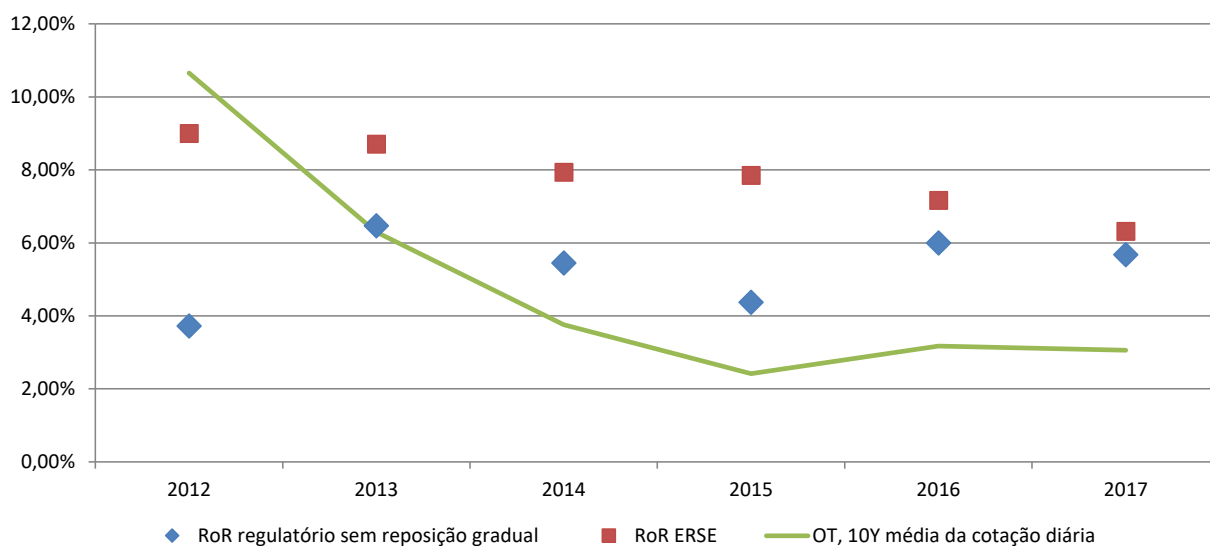


A Setgás à semelhança das outras empresas já analisadas, apresenta um RoR regulatório sem reposição gradual da neutralidade financeira muito próximo do RoR ERSE, destacando-se o ano de 2017 onde as duas taxas quase se sobrepõem.

6.10 SONORGÁS

A Figura 6-10 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Sonorgás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-10 - Taxa de remuneração Sonorgás

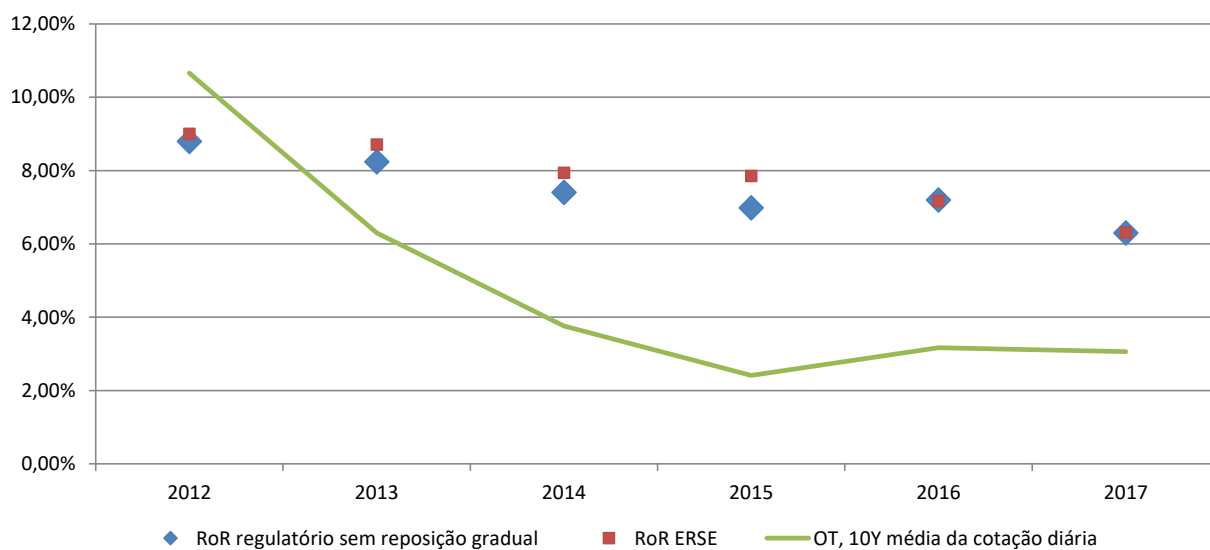


A comparação do RoR regulatório e do RoR ERSE, tal como já referido, traduz a maior ou menor dificuldade da empresa em atingir as metas de eficiência impostas pelo regulador. No caso da Sonorgás verifica-se uma grande diferença entre as duas taxas, principalmente em 2012. Esta situação reflete o facto dos custos reais da empresa serem superiores aos proveitos permitidos. No entanto, é de salientar a aproximação entre o RoR regulatório e o RoR ERSE a partir de 2016.

6.11 TAGUSGÁS

A Figura 6-11 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Tagusgás, tendo em conta o cálculo regulatório.

Figura 6-11 - Taxa de remuneração Tagusgás



Quando se compara o RoR regulatório sem reposição gradual da neutralidade financeira e o RoR ERSE tem-se assistido, ao longo do período em análise, a uma aproximação entre as duas taxas. Em 2015 a diferença registada resulta do facto dos custos da empresa terem sido superiores aos custos aceites. De salientar a sobreposição das duas taxas a partir de 2016, ano onde se registou uma redução de custos por parte da empresa.

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

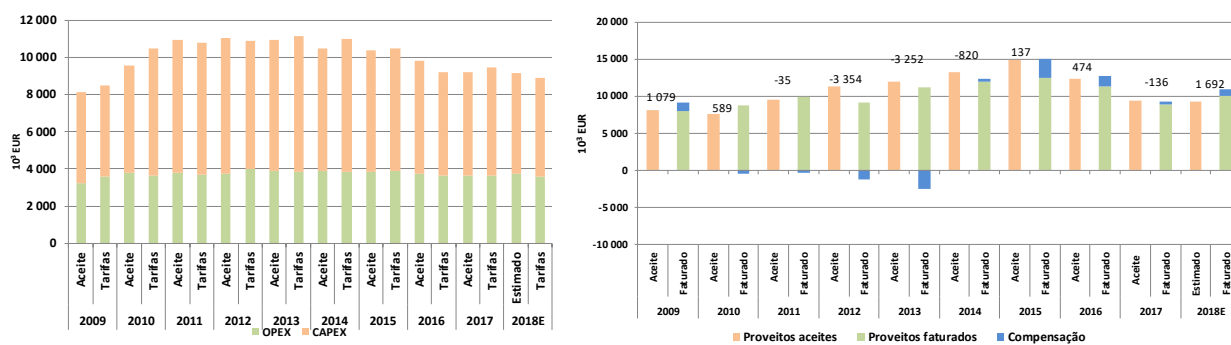
I. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

1. BEIRAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura I - 1 - Proveitos permitidos e análise de desvios

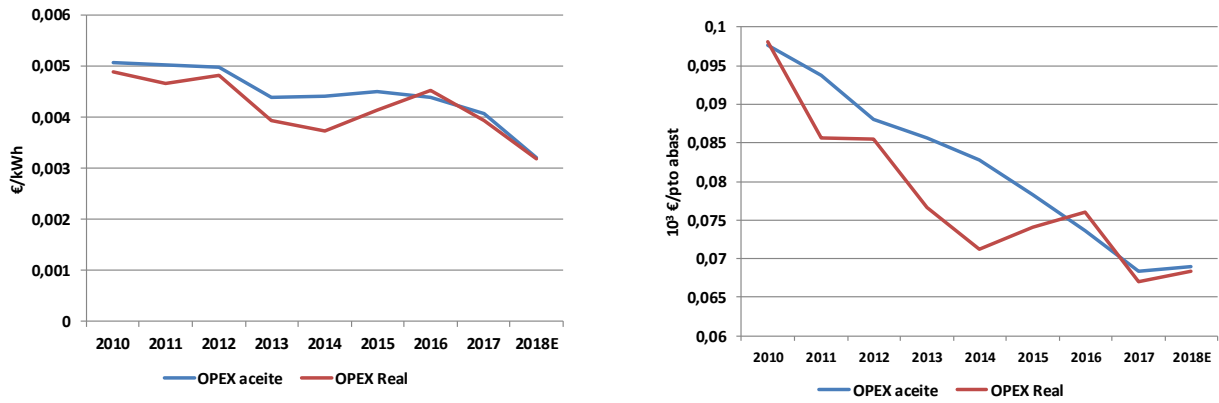
(preços correntes)



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

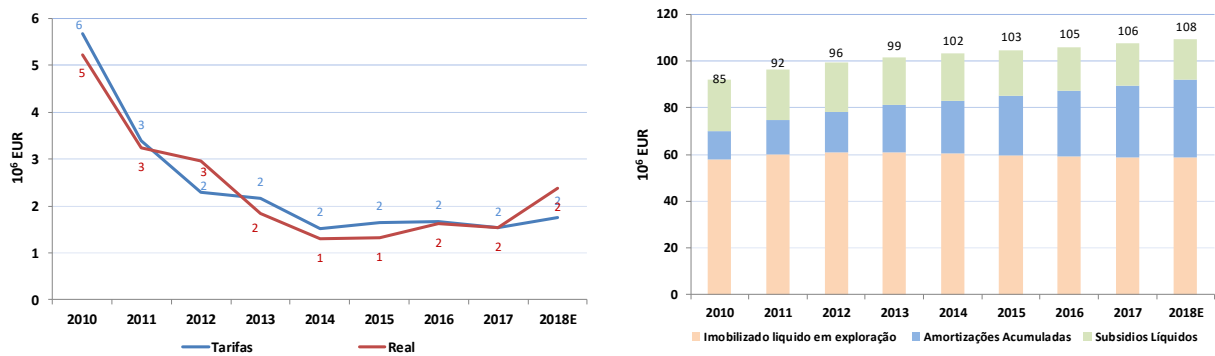
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 2 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2018)



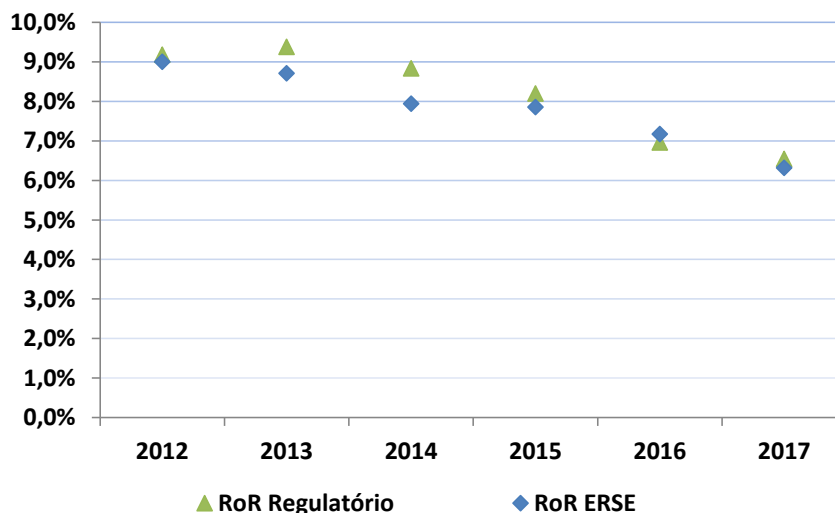
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 3 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

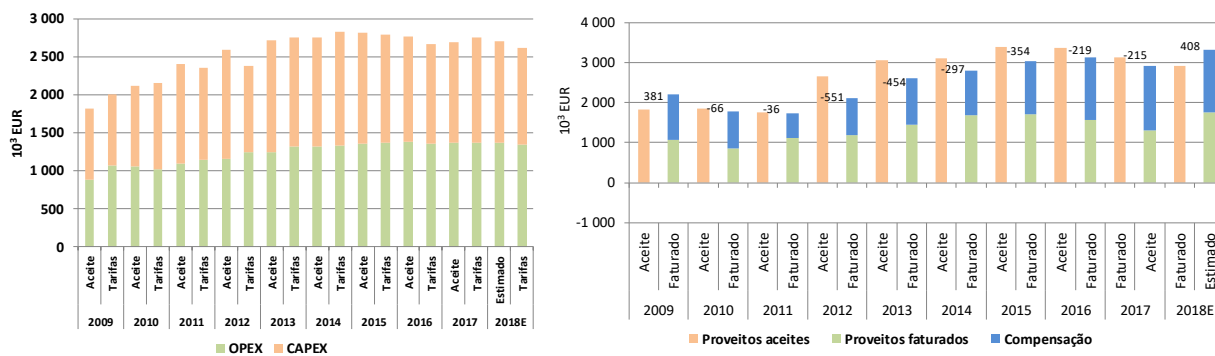
Figura I - 4 - Taxa de remuneração



2. DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

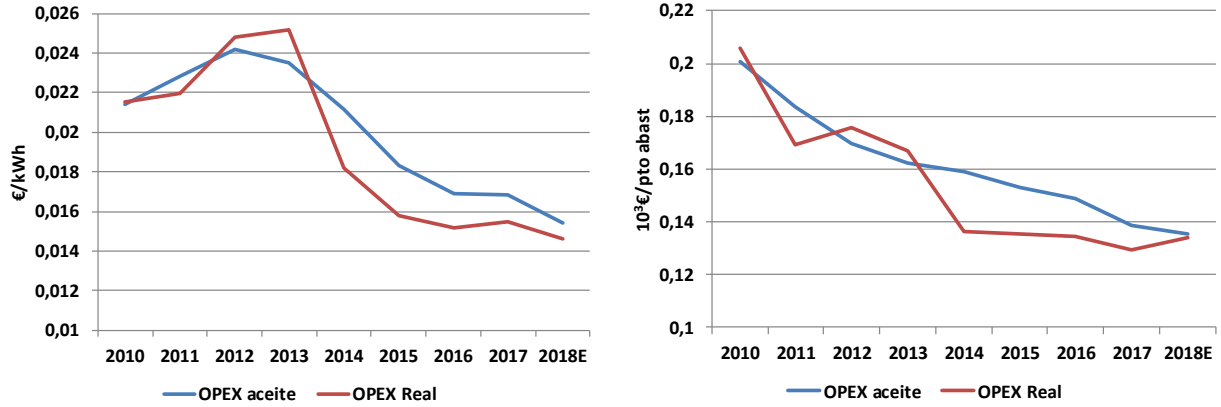
Figura I - 5 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes)



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

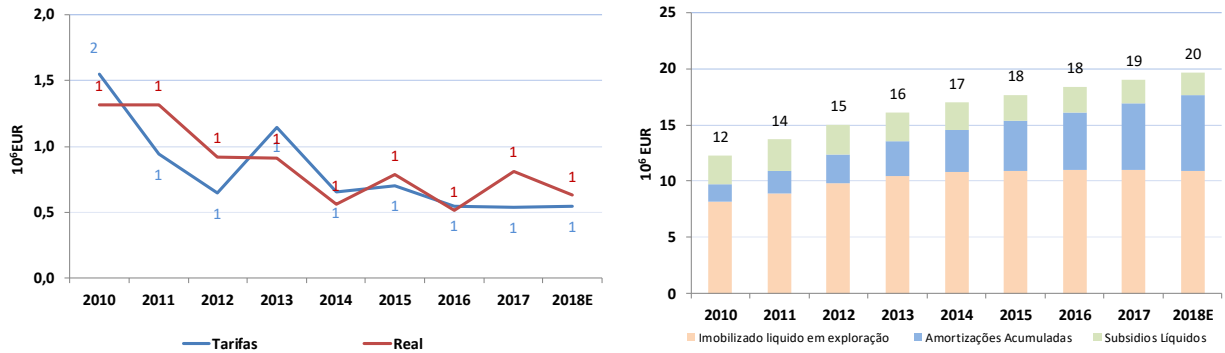
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 6 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2018)



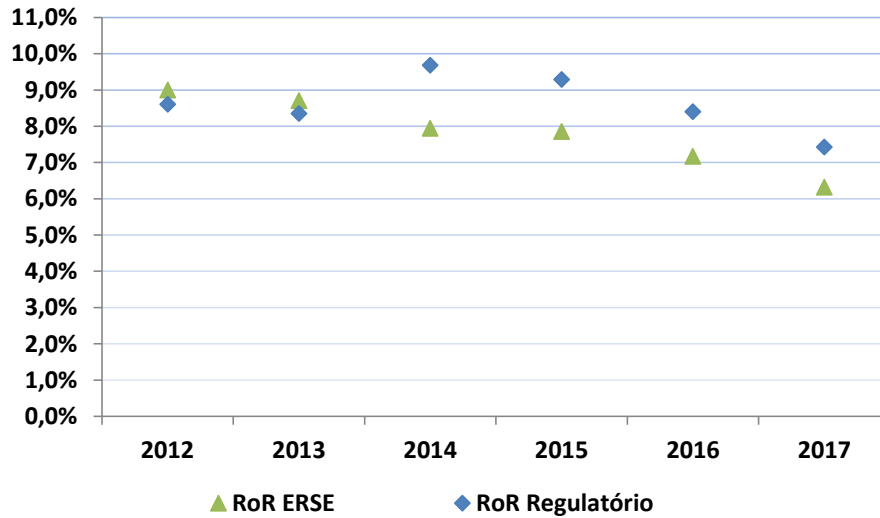
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 7 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

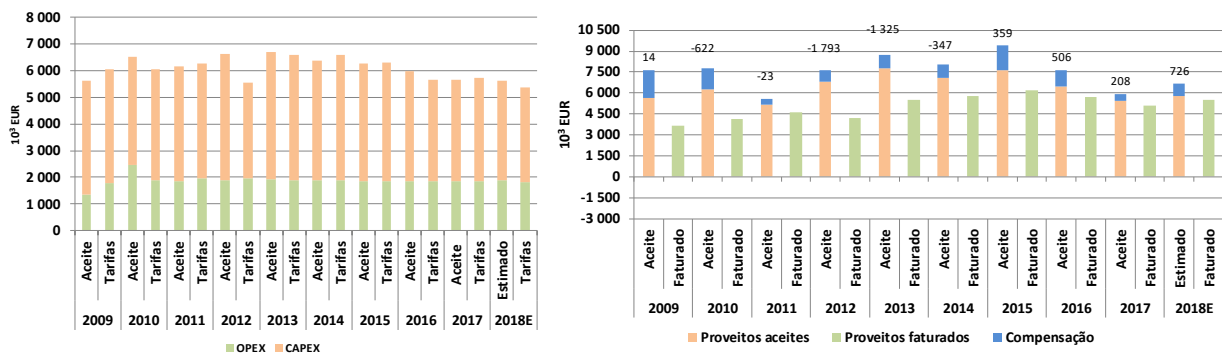
Figura I - 8 - Taxa de remuneração



3. DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

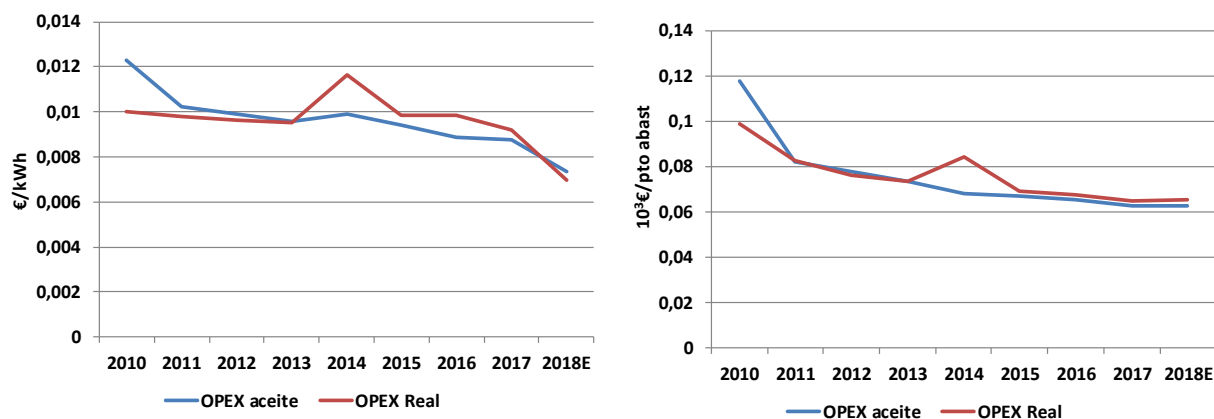
Figura I - 9 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes)



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

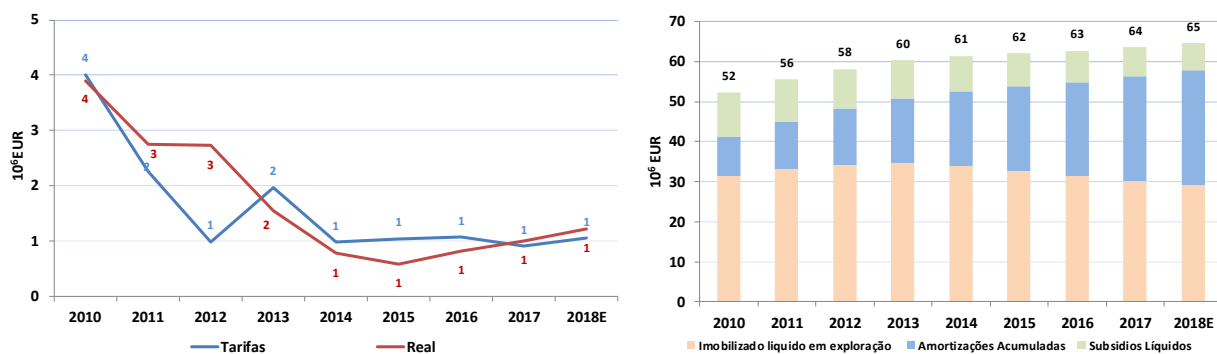
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 10 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2018)



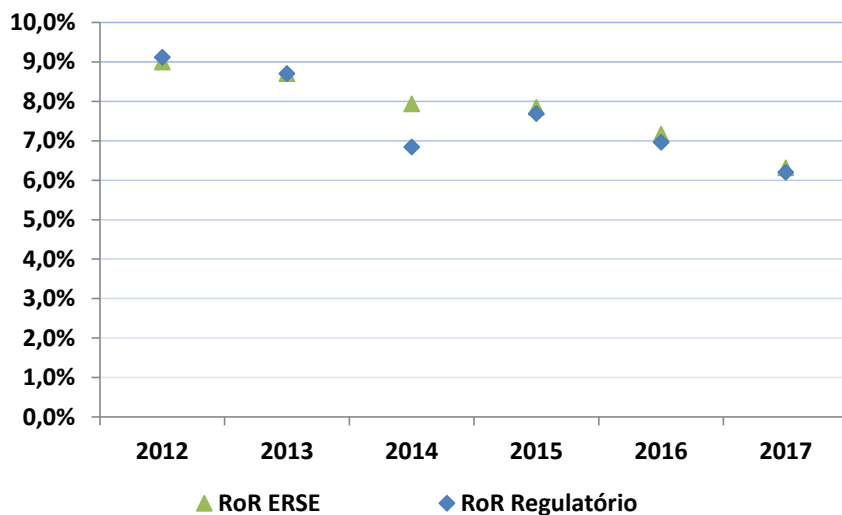
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 11 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

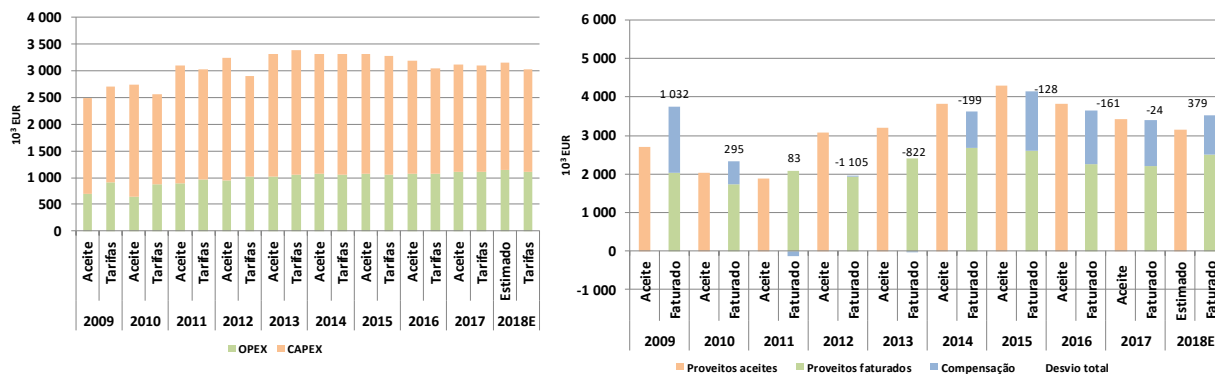
Figura I - 12 - Taxa de remuneração



4. MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

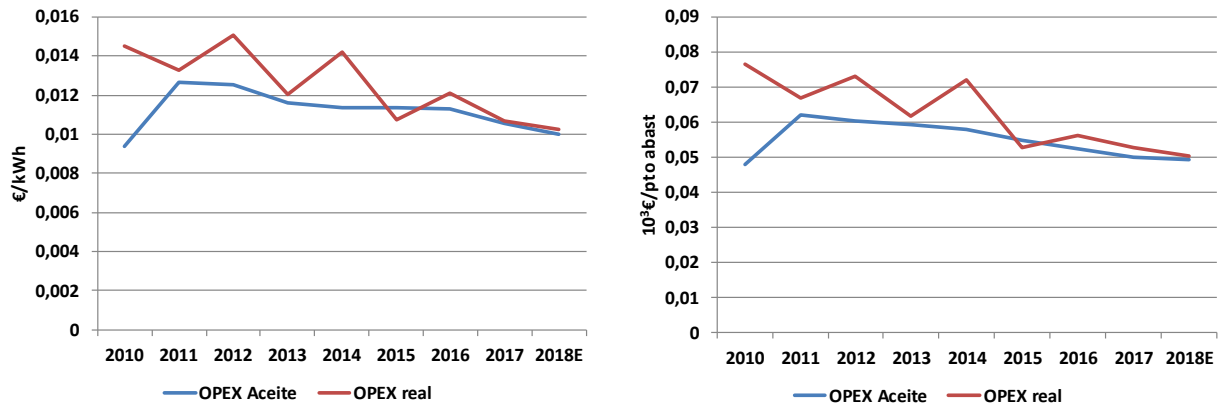
Figura I - 13 - Proveitos permitidos e análise de desvios (preços correntes)



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

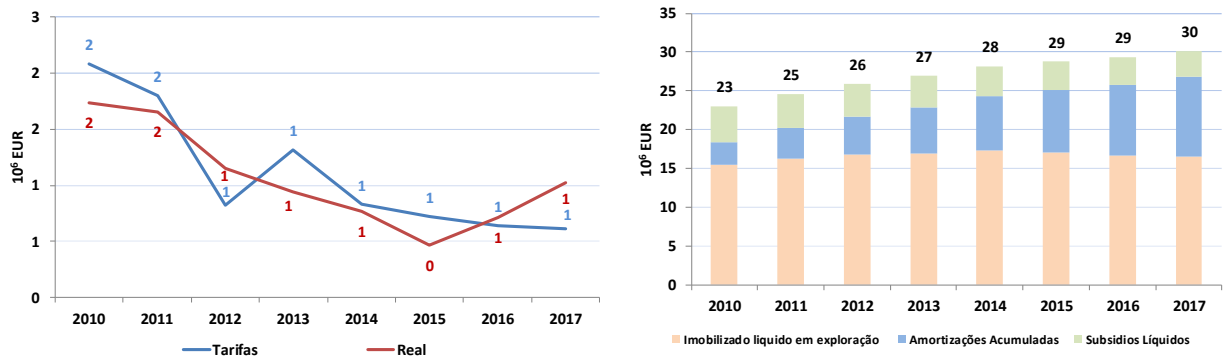
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 14 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2018)



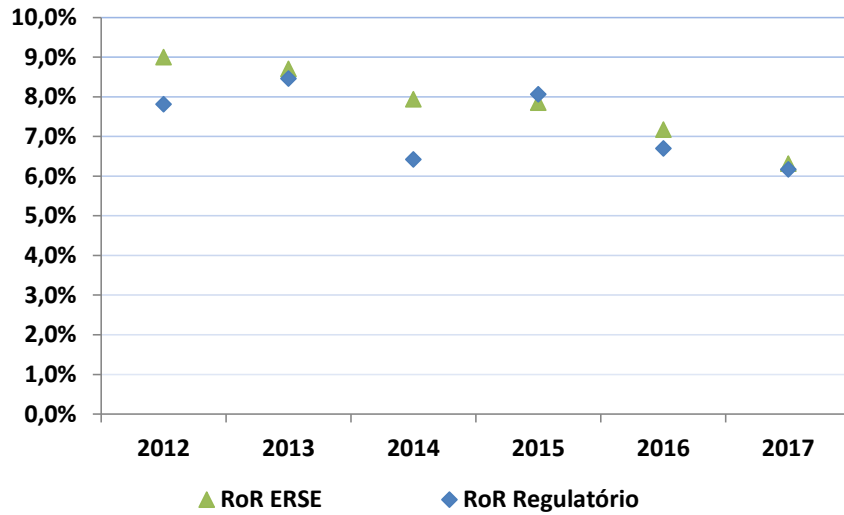
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 15 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

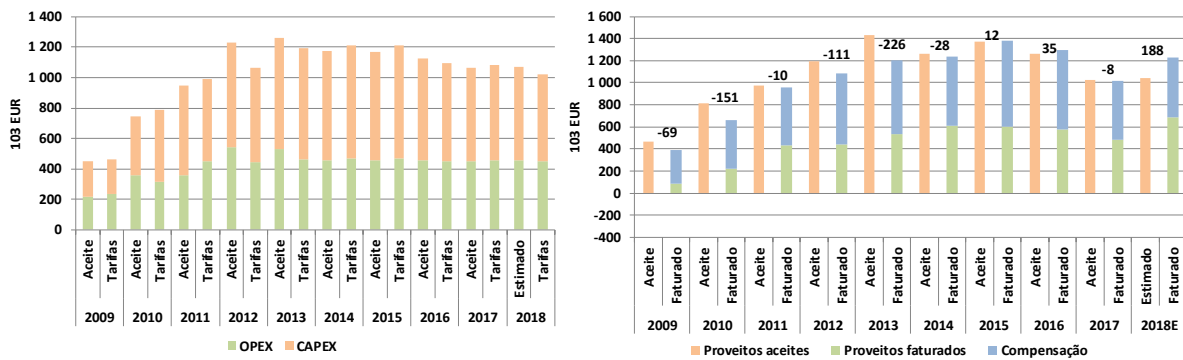
Figura I - 16 - Taxa de remuneração



5. PAXGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

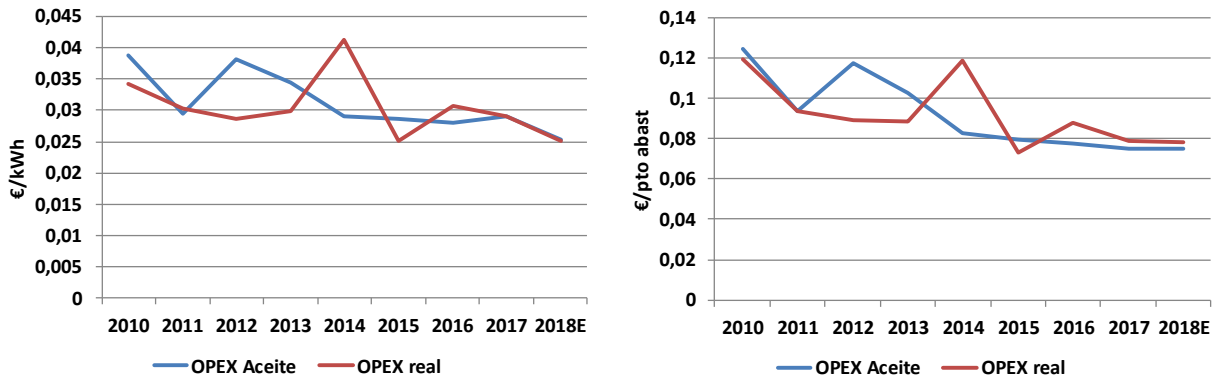
Figura I - 17 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)



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

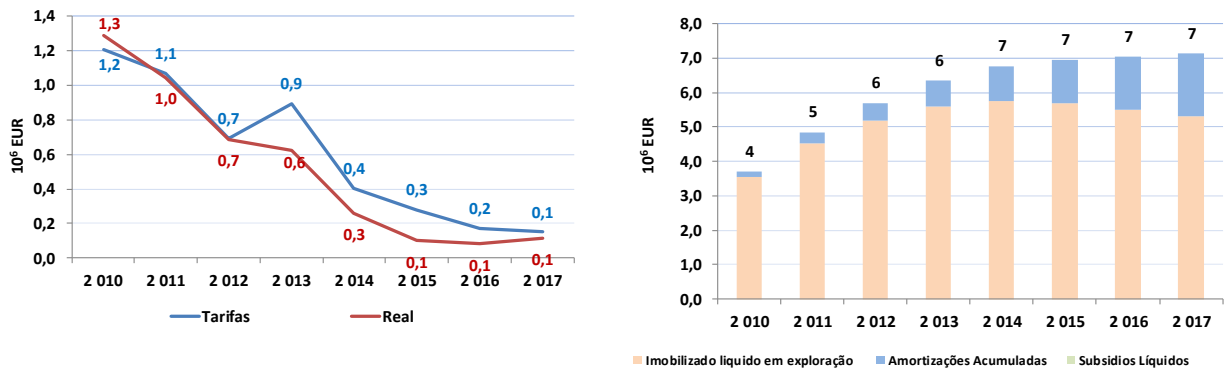
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 18 - OPEX por driver de custo
(preços constantes 2018)



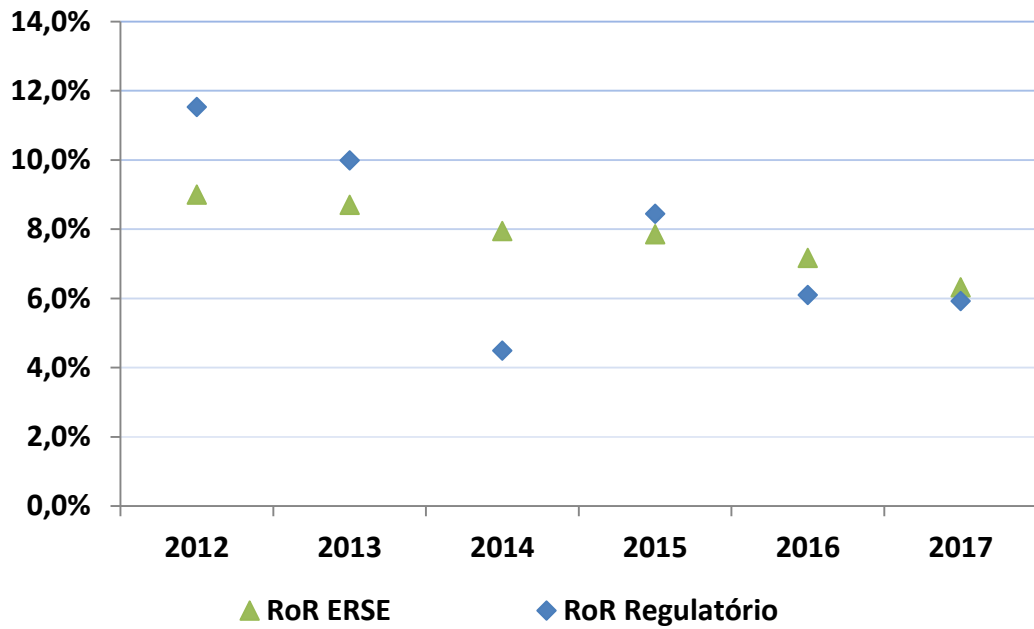
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 19 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura I - 20 - Taxa de remuneração

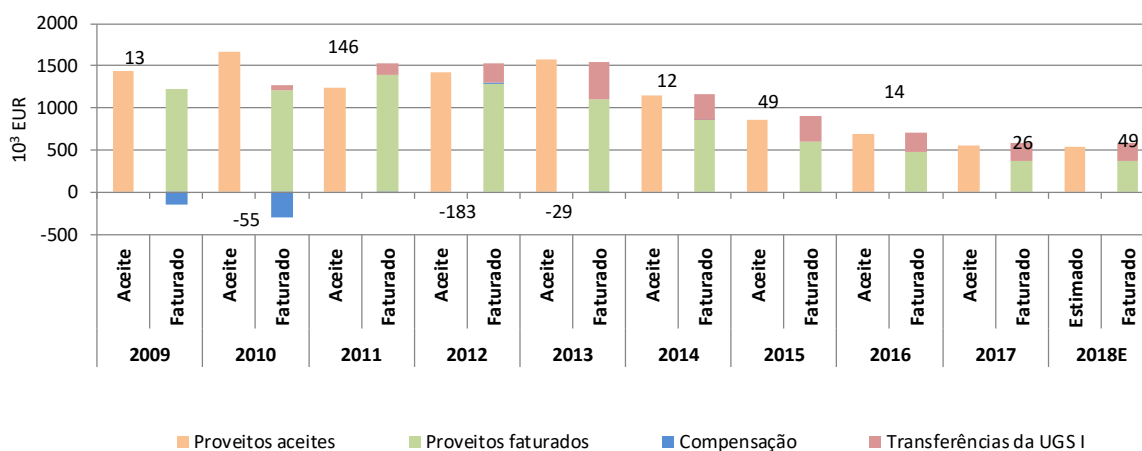
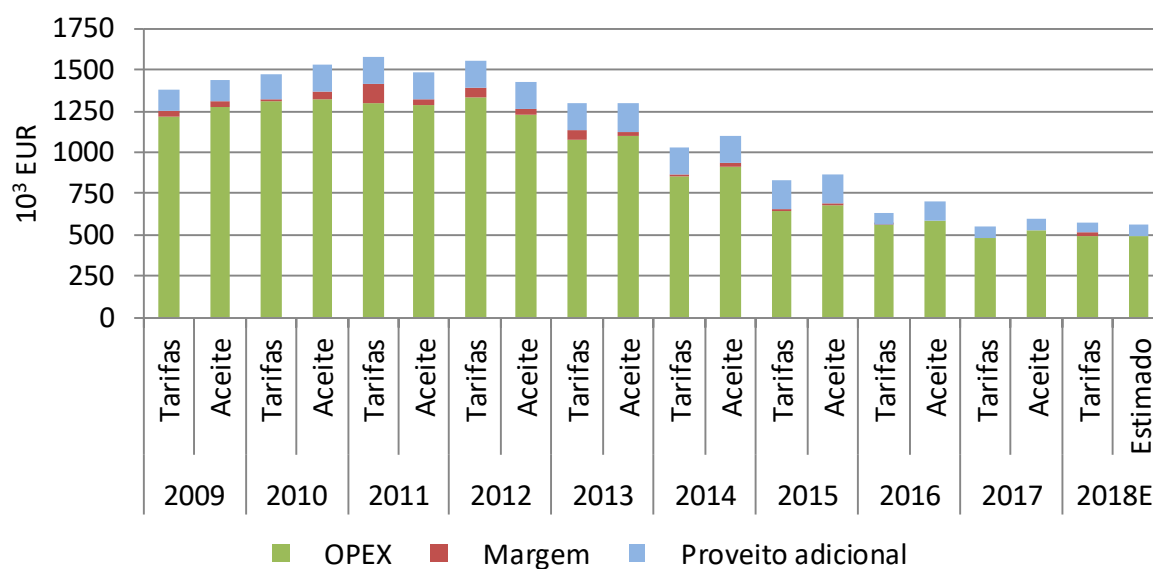


II. ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

1. BEIRAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

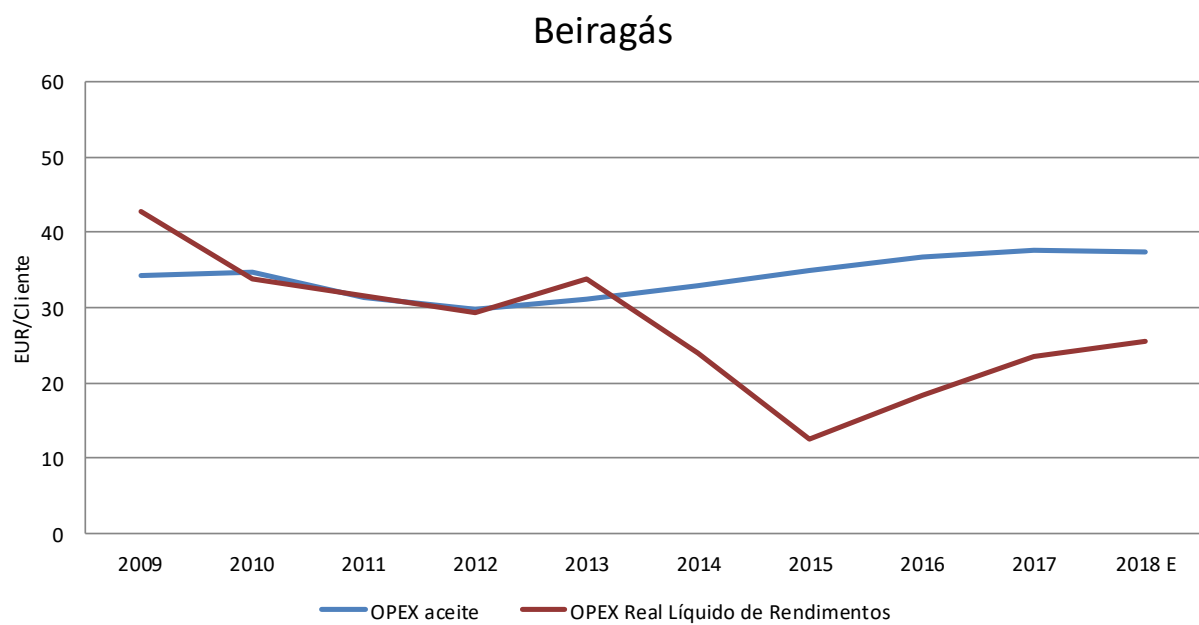
Figura II - 1 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios
(preços correntes)



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 2018)

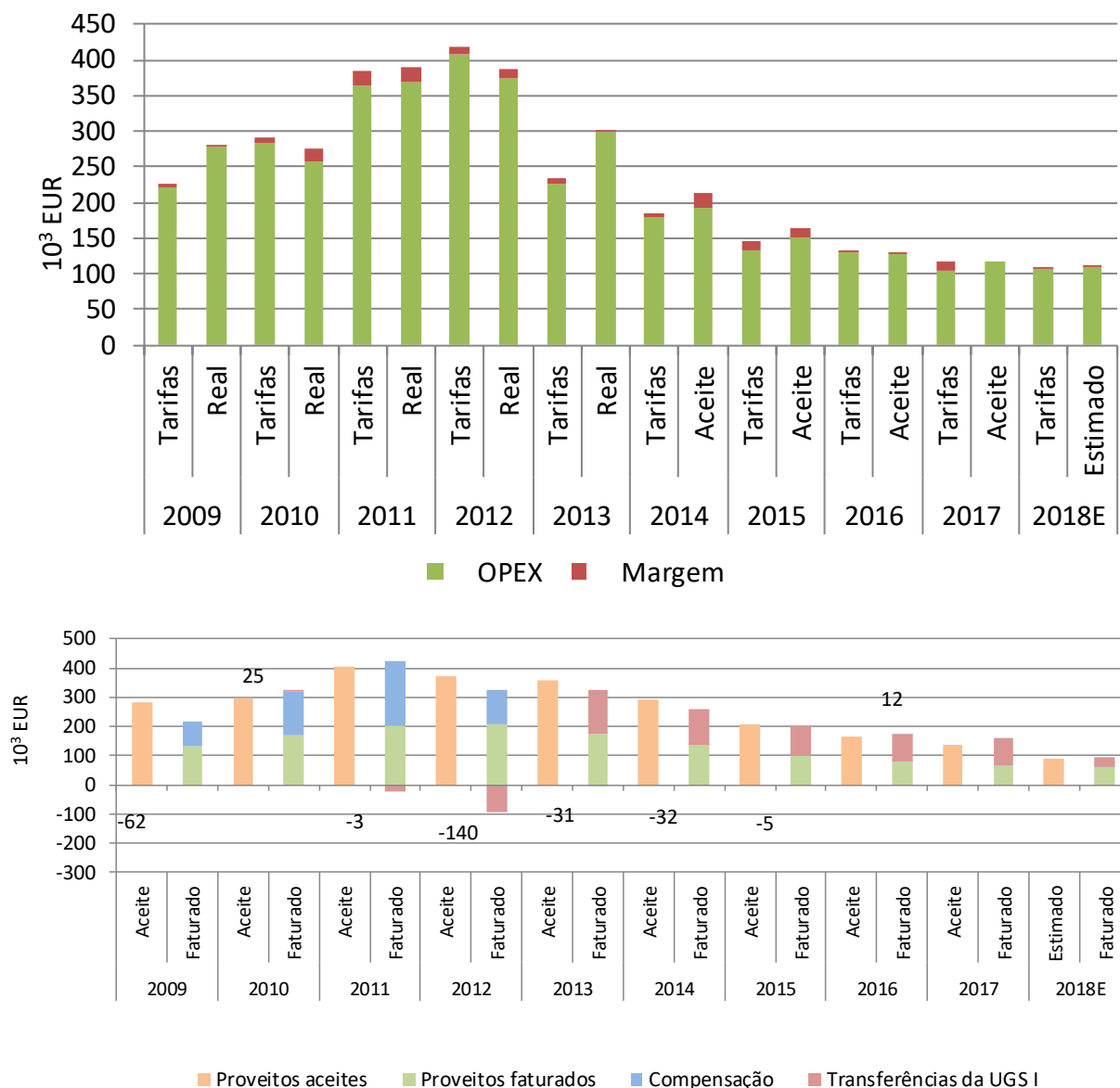


2. DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura II - 3 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios

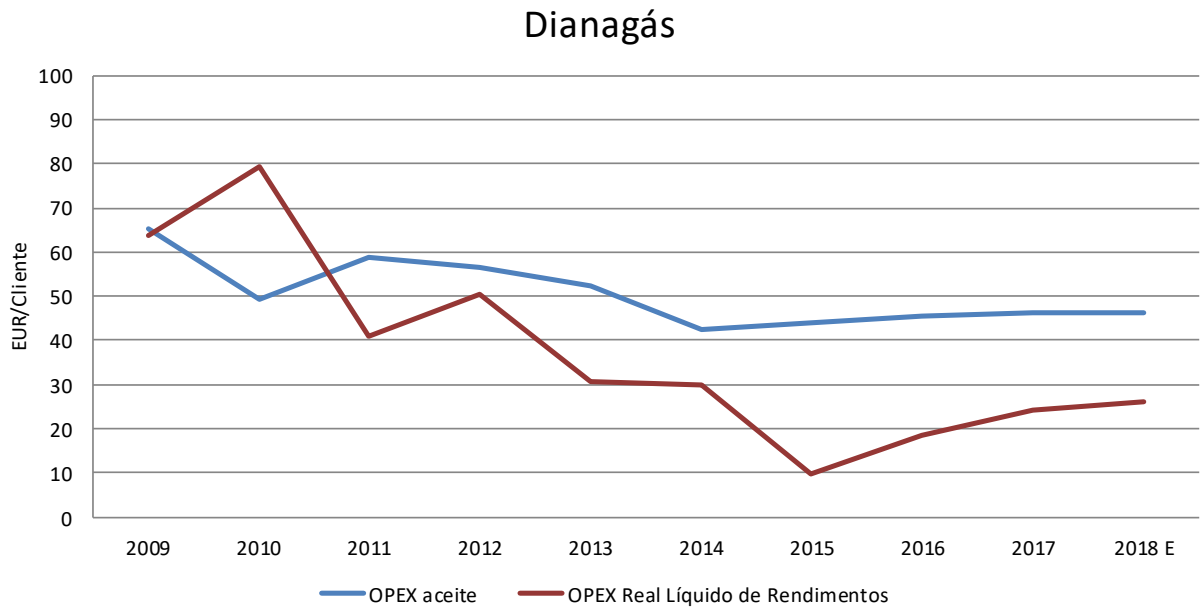
(preços correntes)



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 2018)

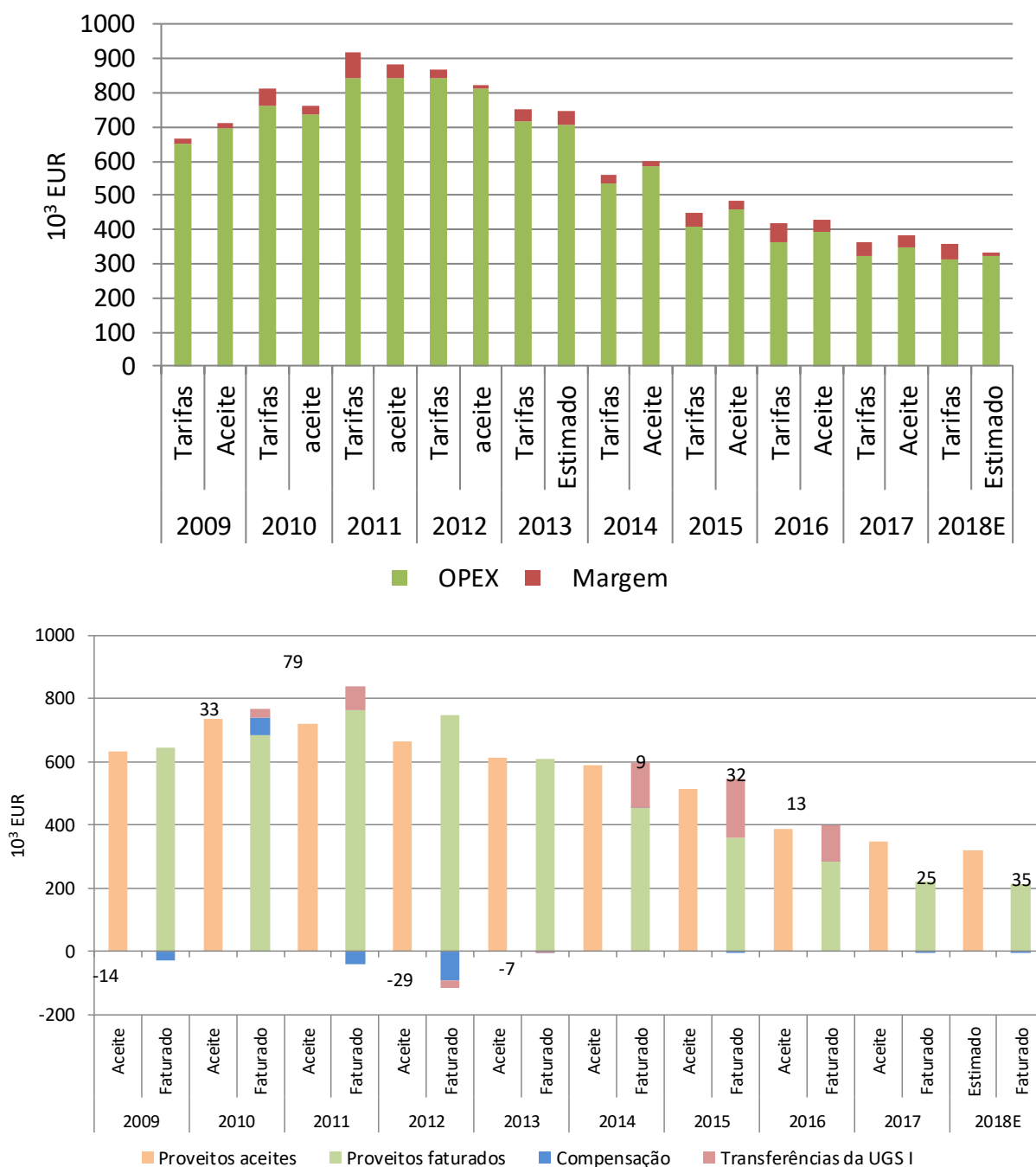


3. DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura II - 5 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios

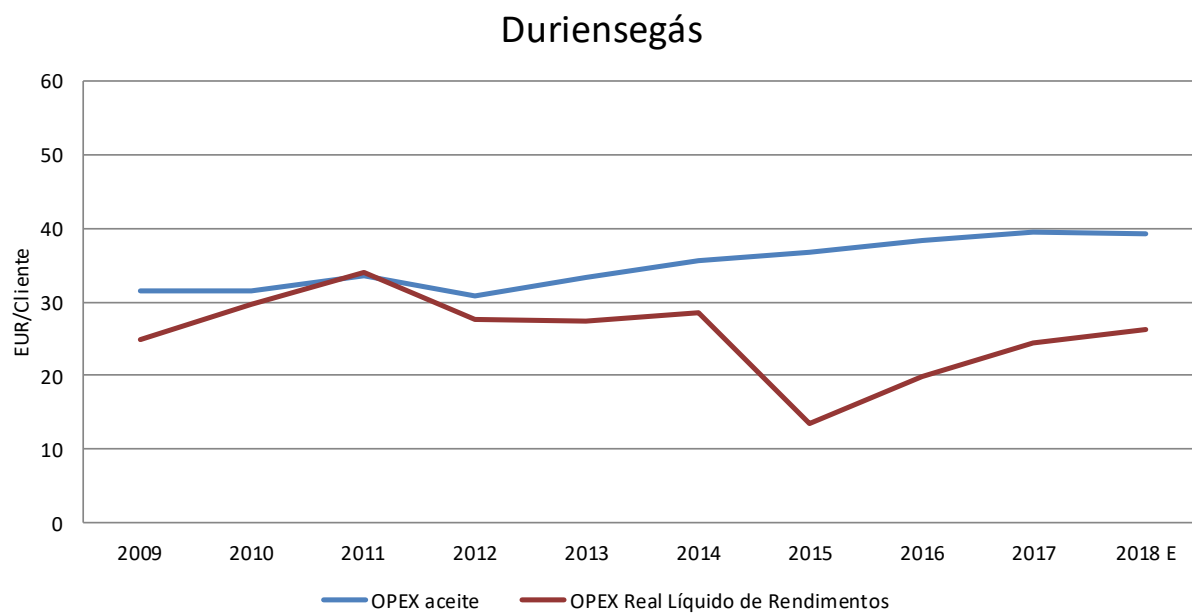
(preços correntes)



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

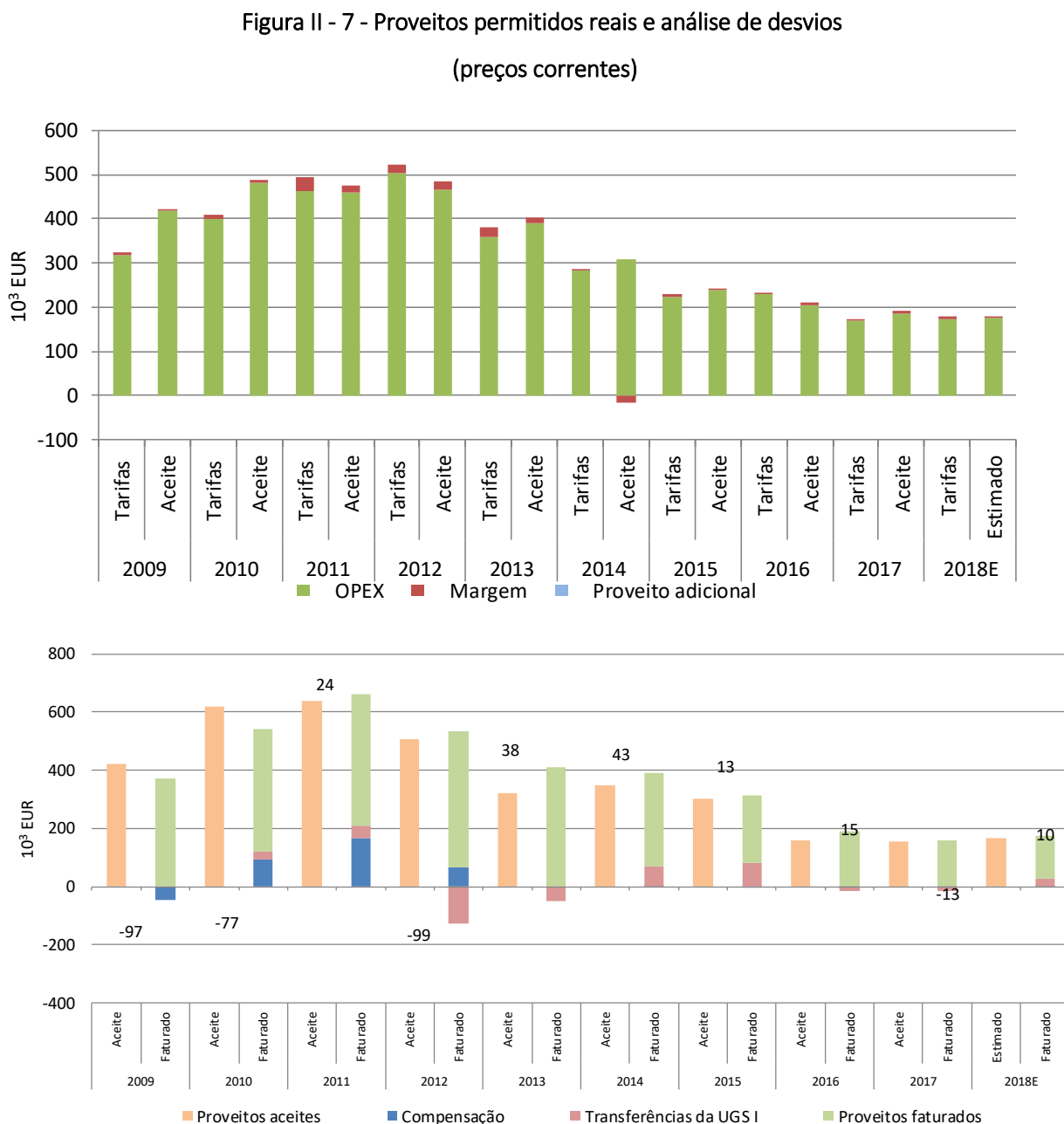
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura II - 6 - OPEX por cliente
(preços constantes 2018)



4. MEDIGÁS

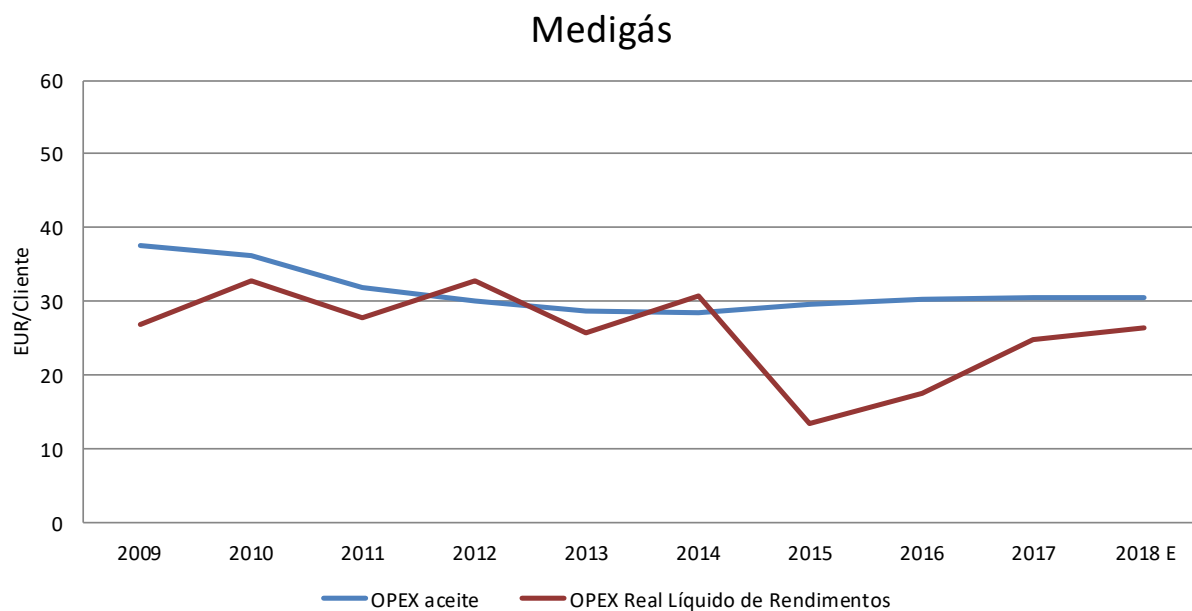
EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS



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

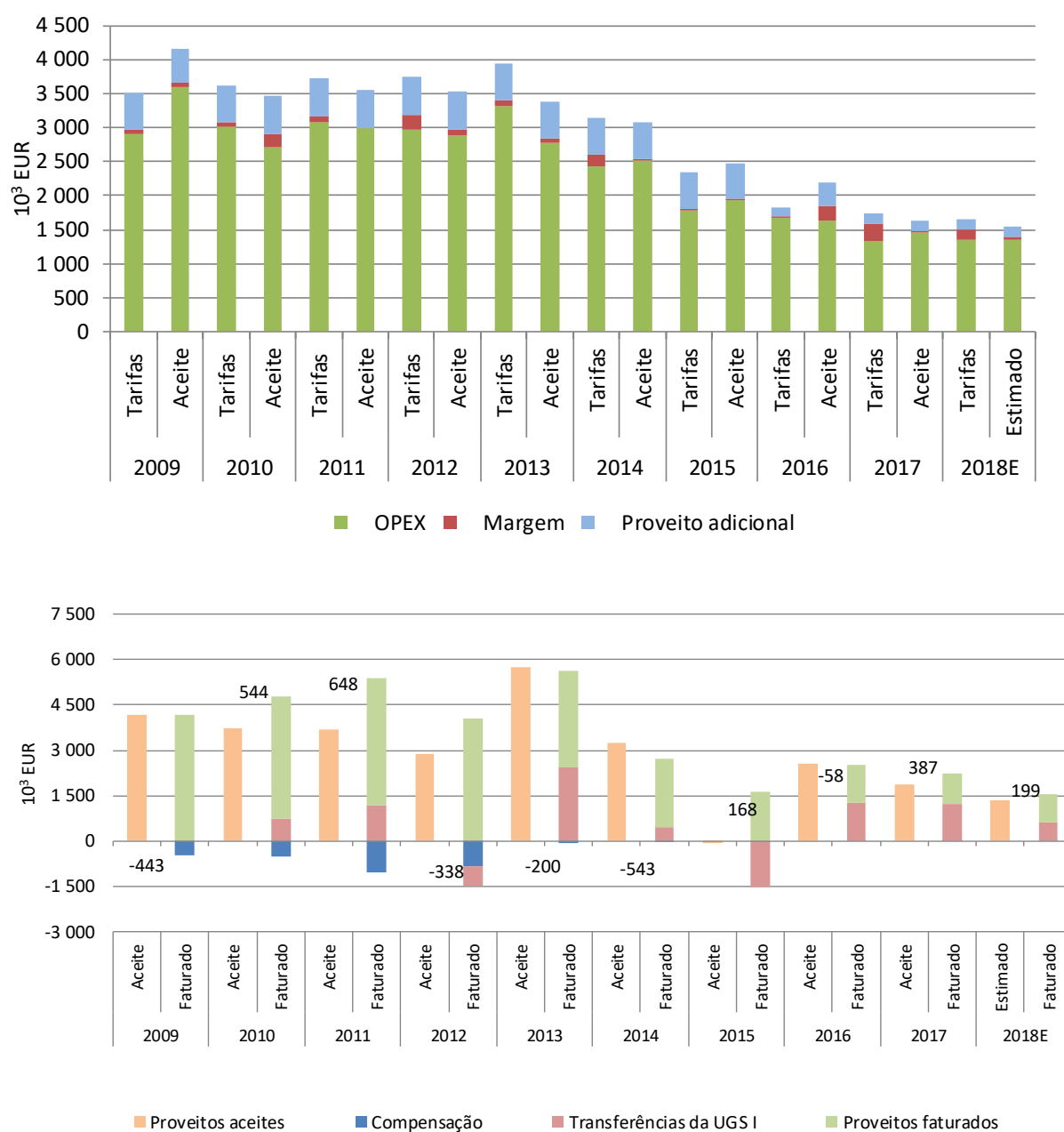
Figura II - 8 - OPEX por cliente
(preços constantes 2018)



5. SETGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

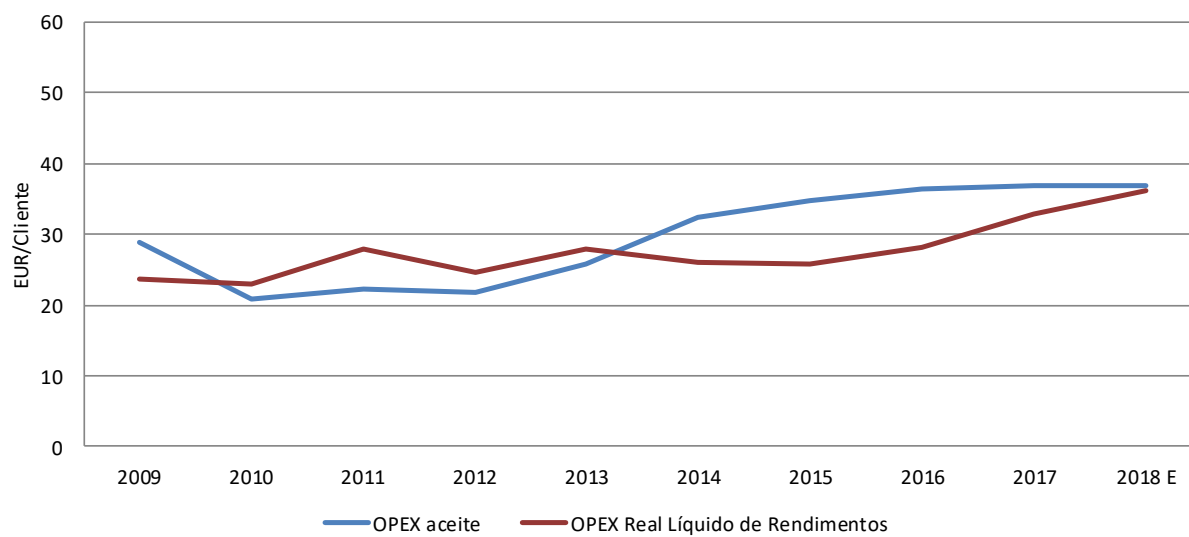
Figura II - 9 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios
(preços correntes)



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

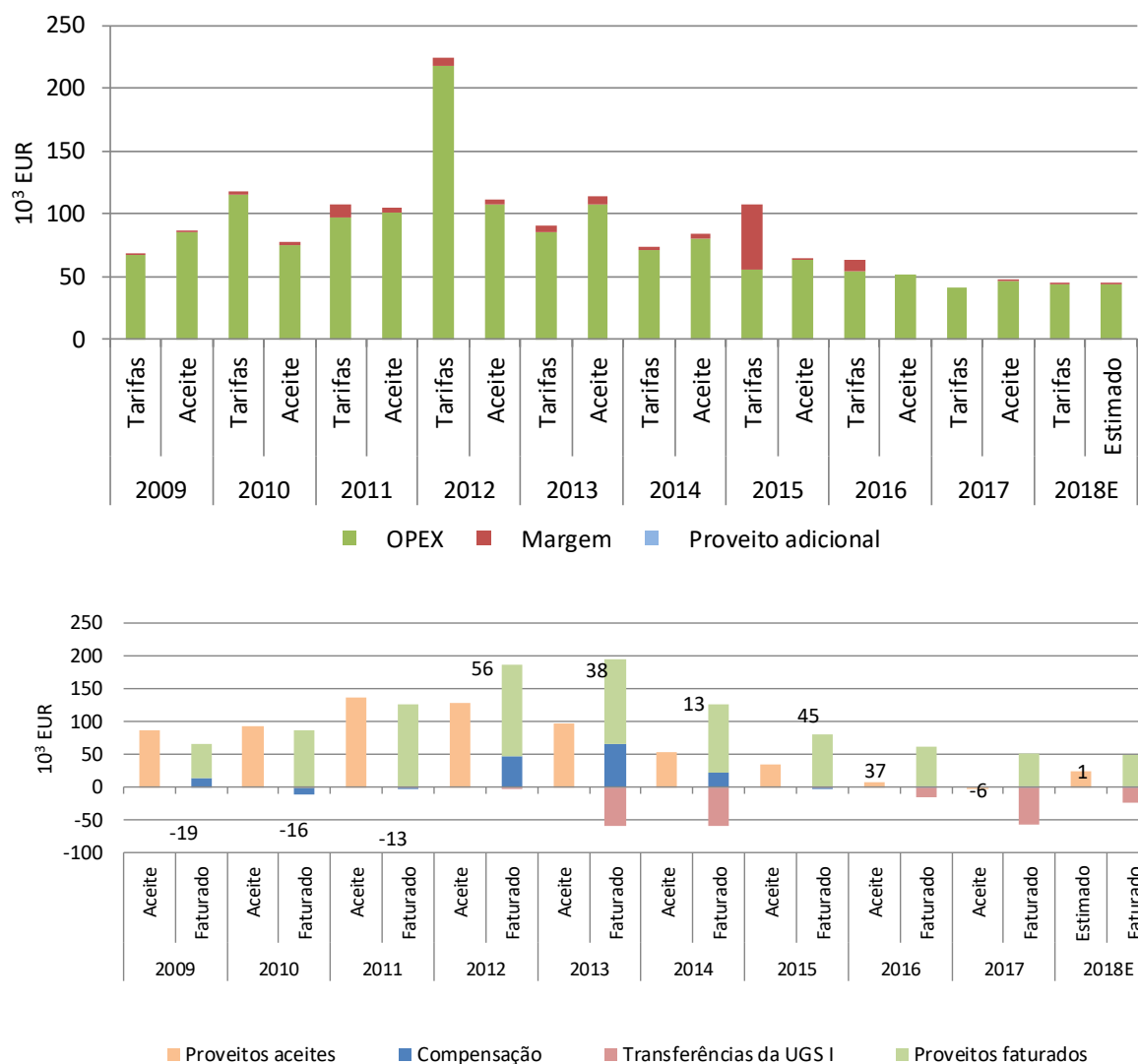
Figura II - 10 - OPEX por cliente
(preços constantes 2018)



6. PAXGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura II - 11 - 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 - 12 - OPEX por cliente
(preços constantes 2018)

