

ANÁLISE DE DESEMPENHO DAS  
EMPRESAS REGULADAS DO SETOR DO GÁS

Maio 2024

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](mailto:erse@erse.pt)

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

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BREVE ENQUADRAMENTO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS</b> .....	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO</b> .....	<b>13</b>
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 e atividade de Gestão Técnica Global do SNG .....	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.....	24
3.2.4	Ativo bruto e ativo líquido .....	26
3.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo .....	27
3.3.1	REN Armazenagem .....	27
3.3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios .....	27
3.3.1.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo.....	29
3.3.1.3	Investimento .....	30
3.3.1.4	Ativo bruto e ativo líquido.....	32
<b>4</b>	<b>ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>33</b>
4.1	Análise Global.....	33
4.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de desvios.....	33
4.1.2	Evolução do OPEX por <i>driver</i> de custo.....	35
4.1.3	Investimento e ativo bruto/ativo líquido .....	37
4.2	Análise por empresa.....	39
4.2.1	Lisboagás .....	40
4.2.2	Lusitaniagás .....	43
4.2.3	REN Portgás .....	47
4.2.4	Setgás .....	51
4.2.5	Sonorgás .....	55
<b>5</b>	<b>ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO</b> .....	<b>61</b>
5.1	Análise Global.....	61
5.1.1	Evolução do OPEX e Apuramento de desvios .....	61
5.1.2	Evolução do OPEX por <i>driver</i> de custo.....	64
5.2	Análise por empresa.....	65
5.2.1	EDP Gás SU .....	66

---

5.2.2	Lisboagás .....	69
5.2.3	Lusitaniagás .....	72
5.2.4	Sonorgás .....	74
5.2.5	Tagusgás .....	78
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DA RENTABILIDADE .....</b>	<b>81</b>
6.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	81
6.2	Atividade de Transporte de gás .....	83
6.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo .....	84
6.4	Atividade de Distribuição .....	86
6.5	Total dos 11 ORD .....	87
6.5.1	Lisboagás .....	87
6.5.2	Lusitaniagás .....	88
6.5.3	REN Portgás .....	89
6.5.4	Setgás .....	90
6.5.5	Sonorgás .....	90
<b>7</b>	<b>GLOSSÁRIO.....</b>	<b>93</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>95</b>
<b>I</b>	<b>ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>95</b>
I.1	Beiragás .....	95
I.2	Dianagás .....	97
I.3	Duriensegás .....	99
I.4	Medigás .....	101
I.5	Paxgás .....	103
I.6	Tagusgás .....	105
<b>II</b>	<b>ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO.....</b>	<b>107</b>
II.1	Beiragás .....	107
II.2	Dianagás .....	109
II.3	Duriensegás .....	111
II.4	Medigás .....	113
II.5	Setgás .....	115
II.6	Paxgás .....	117

## 1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresenta-se o desempenho económico das empresas responsáveis pelas atividades reguladas do setor do gás no terceiro ano do período de regulação iniciado em 2020. Este documento constitui um instrumento adicional de avaliação das metodologias de regulação e dos respetivos parâmetros que enquadram o cálculo dos proveitos<sup>1</sup> permitidos das atividades reguladas do setor do gás.

As metodologias de regulação aplicadas até à data aos proveitos permitidos das atividades reguladas 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 ao menor custo 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 e financeiro, das empresas sujeitas a regulação, deve ser assegurado de modo a que tenham meios financeiros suficientes que lhes permitam desenvolver as suas atividades no respeito pelo quadro legal em vigor.

Esta 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 gastos 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.

O cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos é um processo essencial do cálculo tarifário<sup>2</sup>. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas refletem 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

---

<sup>1</sup> Rendimentos.

<sup>2</sup> 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).

ajustamentos podem significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa ou ii) nas variáveis de faturação que compõem a respetiva tarifa.

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

A análise de desempenho incide sobre cada uma das empresas reguladas do setor do gás no que respeita às suas atividades *core*, isto é, às atividades que podem controlar a evolução dos seus custos<sup>3</sup>.

Para as análises efetuadas neste documento foram utilizados os deflatores do PIB de 2021 e de 2023 disponíveis em fevereiro de 2024, e considerados na elaboração da versão final das “Tarifas e preços de gás para o ano gás 2024-2025”<sup>4</sup>.

O período sujeito a análise, é o compreendido entre 2012 e 2022.

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

## ATIVIDADES EM ALTA PRESSÃO

Em todas as atividades reguladas de Alta Pressão (AP), verificou-se nos últimos anos a mesma tendência no diferencial entre os proveitos previstos em tarifas e aquelas que ocorreram em termos reais, ou seja, desvios a devolver às empresas até 2015 e depois de 2021. Entre este período registam-se desvios a devolver aos consumidores. Esta situação resulta em grande parte das quebras verificadas na faturação, sendo mais evidente ao nível das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte de gás nas quais os valores a devolver pela empresa atingem montantes significativamente elevados.

Da mesma análise conclui-se que a trajetória dos gastos reais das empresas tem seguido as exigências da ERSE em termos de eficiência. No entanto, assiste-se a algum afastamento entre as bases de custo apresentadas pelas empresas e os proveitos permitidos associados ao OPEX<sup>5</sup>, que diminuiu a partir de 2020 devido à recalibração dos parâmetros para o período de regulação 2020-2024 com a transferência

---

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> IPIB considerado – 2021: 1,90%, 2022: 5,00% e 2023: 7,21%

<sup>5</sup> Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*

para os consumidores de parte dos ganhos de eficiência obtidos pelas empresas, nos anos anteriores. Este facto ocorreu em particular na atividade de Transporte de gás, na qual o OPEX aceite tem sido superior ao OPEX real.

Refira-se ainda que no ano de 2020 ocorreu pela primeira vez o recebimento do operador de terminal de GNL de valores referentes a prémios de leilão de capacidade. De acordo com a regulamentação em vigor, as receitas obtidas com estes prémios devem reverter à tarifa, contribuindo assim para a diminuição dos seus proveitos permitidos. Contudo, o enquadramento regulamentar à data do cálculo dos proveitos permitidos de 2020, não permitia a devolução dos prémios de leilão no ajustamento de 2020 a incorporar nas tarifas de 2021-2022. Essa reversão só foi possível efetuar no âmbito do cálculo de tarifas de 2022-2023, momento em que se procede ao ajustamento definitivo aos proveitos permitidos de 2020.

No que respeita aos investimentos/ativos entrados em exploração, verifica-se um nível de investimento bastante baixo em todas as atividades, denotando-se que as mesmas se encontram dimensionadas para o nível de consumos atualmente existentes. Esta tendência reflete, igualmente, as mensagens transmitidas pela ERSE nos seus pareceres às propostas de PDIRG, através dos quais se tem alertado para a necessidade de 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 e a sustentabilidade do setor do gás. A este propósito, a ERSE tem vindo a monitorizar os investimentos realizados no âmbito dos planos de desenvolvimento e investimento das redes de gás (PDIRG). Neste contexto, e resultante das análises efetuadas os investimentos aceites para efeitos tarifários deixaram de ser coincidentes com os investimentos reportados pelas empresas. A diferença corresponde a investimentos desconsiderados pelo Regulador por não se encontrarem aprovados pelo Concedente ao abrigo do PDIRG 2017 (último plano aprovado) ou através de processos de aprovação autónoma, e para os quais não existe necessidade comprovada para a sua realização<sup>6</sup>.

#### **ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS**

Na atividade de Distribuição verificou-se entre 2016 e 2020 uma redução dos proveitos permitidos, situação que coincidiu com o início de um novo período de regulação e com a definição de novos

---

<sup>6</sup> No entanto, os valores não considerados para efeitos tarifários poderão ser finalmente considerados, existindo alguma incerteza sobre a aceitação ou não, por parte do Concedente, de investimentos para os anos de 2021, 2022 e 2023.

parâmetros. Verifica-se que na maioria dos anos em análise os valores faturados por aplicação das tarifas têm sido sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos, o que resulta em valores a receber pela empresa. Este efeito acentuou-se no ano de 2022 e na estimativa para 2023, com valores significativos a receber pelas empresas, justificado sobretudo pela quebra de faturação decorrente da diminuição da quantidade de energia veiculada, mas também pelo aumento da taxa de remuneração face aos valores de tarifas, refletindo a evolução das *yields* das obrigações de tesouro<sup>7</sup>.

Ao nível dos custos unitários reais e aceites, e embora o comportamento seja diferente por empresa, em termos globais, verifica-se uma aproximação cada vez maior entre o OPEX real apresentado pelas empresas e o OPEX considerado para tarifas. Tal facto evidencia que a maioria das empresas tem conseguido com alguma facilidade atingir as metas de eficiência exigidas pelo Regulador. A nível dos custos unitários, enquanto que se observa, nos últimos anos, a consolidação da tendência de redução dos custos unitários por pontos de abastecimento, em 2022 e na estimativa para 2023 os custos unitários por energia distribuída revertem parcialmente a quebra verificada nos anos anteriores, devido à já referida redução das quantidades veiculadas nas redes.

No que diz respeito aos investimentos, e tal como já referido em documentos anteriores, assistiu-se a uma relevante redução, em termos globais, no período de 2010 a 2015. A partir de 2016 surge 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 tendencialmente 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. Esta situação, aliada ao facto de as empresas apresentarem os seus planos de investimentos (PDIRD-G) sujeitos a parecer da ERSE e a aprovação pelo Concedente, resulta na necessidade de uma avaliação e monitorização efetiva dos investimentos.

Foi neste contexto, que já para efeitos de tarifas 2023-2024 foi solicitado aos operadores o reporte dos investimentos tendo em conta os PDIRD-G em que se inserem. Assim, a partir de 2021, decorrente da monitorização dos investimentos no âmbito do PDIRD-G realizada pela ERSE, o investimento aceite para efeitos tarifários deixou de ser coincidente com o investimento reportado pelas empresas. A diferença

---

<sup>7</sup> A taxa de remuneração dos ativos regulados está parcialmente indexada á evolução das *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos.

existente resulta de montantes de investimento que não se encontram aprovados pelo Concedente ao abrigo do PDIRD-G 2018 (último plano aprovado) ou através de processos de aprovação autónoma, e para os quais não existe necessidade comprovada para a sua realização<sup>8</sup>. Estas diferenças estão evidenciadas nas figuras incluídas no capítulo 4 do presente documento.

#### **ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO**

No que respeita à atividade de Comercialização assistiu-se até 2021 ao decréscimo generalizado dos proveitos permitidos, decorrente da crescente saída dos clientes para o mercado livre. Todavia, a publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que permitiu a possibilidade do regresso dos clientes ao mercado regulado por forma a mitigar os efeitos económicos do conflito militar na Ucrânia, inverteu este processo. Nas análises efetuadas é possível observar o acréscimo dos proveitos nos anos de 2022 e sobretudo nas estimativas para 2023, como resultado do regresso ao mercado regulado de um número significativo de clientes.

A referida publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022 reforçou a necessidade de as empresas adaptarem as suas estruturas de gastos, cada vez mais flexíveis, por forma a responder ao contexto de incerteza de evolução da atividade. Recordar-se que a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup> está fixada para 31 de dezembro de 2025. Os Comercializadores de Último Recurso retalhistas (CURr) enfrentam, assim, o desafio de adaptação da sua estrutura de custos à evolução da atividade e à incerteza decorrente do passado recente.

#### **TAXAS DE RENTABILIDADE**

Quando comparadas as taxas de rentabilidade definidas pela ERSE (RoR<sup>9</sup> ERSE) com as taxas de rentabilidade das contas reguladas (RoR regulatório), verifica-se que em todas as atividades de AP essas taxas são próximas. A exceção é a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, na qual

---

<sup>8</sup> A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2024-2025 das empresas reguladas do setor do gás”

<sup>9</sup> 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. 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.

se tem registado alguma oscilação das taxas. O mesmo acontece na atividade de Distribuição, na qual o RoR regulatório é muito próximo do RoR ERSE, com a exceção da Sonorgás.

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 2012 e 2023 dos proveitos permitidos, gastos, 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.

No capítulo 4, apresenta-se uma análise entre 2012 e 2023 dos proveitos permitidos, gastos, 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 e Sonorgás.

No capítulo 5, apresenta-se a análise para o período compreendido entre 2012 e 2023 dos proveitos permitidos, gastos, desvios de faturação e ativo efetuada à globalidade dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) e aos operadores com maior dimensão e pertencentes aos vários grupos económicos: Lisboagás, Lusitaniagás para o grupo GALP, Tagusgás para o grupo FLOENE, EDP Gás e Sonorgás.

No capítulo 6 é realizada uma análise à rentabilidade das empresas reguladas para os anos de 2012 a 2022. 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 e Sonorgás.

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

## 2 BREVE ENQUADRAMENTO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS

O Sistema Nacional de Gás (SNG) assenta na exploração da rede pública de gás que abrange o conjunto das infraestruturas de serviço público que integram a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) e a Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG). A exploração destas infraestruturas processa-se através de concessões de serviço público e no caso das redes de distribuição locais, através de licenças em regime de serviço público. A atividade de Comercialização é exercida através da atribuição de licença pela entidade licenciadora (DGEG).

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

A regulação económica para o setor do gás 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.

Os últimos anos têm sido marcados pelo crescimento do mercado liberalizado no setor do gás verificando-se, atualmente, que a grande maioria dos clientes domésticos se encontram fora do mercado regulado. Contudo, com os aumentos significativos dos custos do gás, em consequência da invasão da Ucrânia pela Rússia, registou-se uma inversão desta tendência, com o regresso ao mercado regulado de alguns consumidores<sup>10</sup>, tal como se constatou sobretudo ao longo de 2023.

Refira-se que a regulamentação do setor do gás foi alterada em 2021, para acolher as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, tendo o Regulamento Tarifário do gás (RT) sido revisto para se assegurar o devido tratamento tarifário das novas funções atribuídas às entidades reguladas, bem como a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás.

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

---

<sup>10</sup> Decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro.

- **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 CAPEX<sup>11</sup> com diminuição do período de alisamento do custo de capital para 10 anos<sup>12</sup>. Esta metodologia mantém-se atualmente. A partir do período de regulação 2013-2016, implementou-se um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, que reconhece as externalidades positivas para todo o SNG associadas a esta atividade.
- **Armazenamento Subterrâneo de gás** – nesta atividade a regulação seguiu uma metodologia por custos aceites até ao final do período de regulação 2010-2013. No período de regulação 2013-2016, introduziu-se uma metodologia de regulação do tipo *price cap*<sup>13</sup> 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 atualmente<sup>14</sup>. A partir do período de regulação 2016-2019, implementou-se, também, um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários à semelhança do mecanismo já existente na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
- **Transporte de gás** – 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 de investimento aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Em 2010-2011 ocorreu, igualmente, a extinção do alisamento do custo com capital com a reposição gradual da neutralidade financeira a efetuar num período de 3 anos. Atualmente, mantém-se a metodologia de regulação. Os gastos de transporte por rodovia de GNL são aceites fora do mecanismo de *price cap* em função do seu custo eficiente. No período de regulação iniciado em 2016-2017 foi introduzido um mecanismo de diferimento

---

<sup>11</sup> Custo com capital, do inglês *Capital expenditure*

<sup>12</sup> O período de alisamento terminou no final do primeiro semestre de 2017.

<sup>13</sup> 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.

<sup>14</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás, 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 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.

- **Gestão Técnica Global do SNG** – O OPEX desta atividade foi regulado até ao período de regulação terminado no final do primeiro semestre de 2016, através de um mecanismo de custos aceites em base anual. A partir do segundo semestre de 2016 foi aplicado um mecanismo de custos eficientes aos gastos que resultam dos serviços adquiridos no interior do grupo económico e um mecanismo de custos aceites em base anual, aos restantes gastos. No período de regulação 2020-2023 passou a aplicar-se, em detrimento dos serviços adquiridos no interior do grupo económico, um mecanismo de custos eficientes aos gastos não controláveis, nomeadamente aqueles resultantes de imposições legais no âmbito da atividade de gestor do sistema. Ao nível do CAPEX é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *rate of return* (custos de investimento aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios). Desde 2010 a atividade de Gestão Técnica Global do SNG recupera os gastos 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 para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados. Desde 2013, incorpora os gastos com o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários do operador de terminal de GNL e desde 2016 passou, também, a incorporar os gastos com o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários do operador de armazenamento subterrâneo. No ano gás 2023-2024, decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema passou a recuperar os proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- **Distribuição de gás** – nesta atividade, no período de regulação iniciado em 2010-2011, passou-se de uma remuneração por custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap* e no CAPEX para uma metodologia do tipo *rate of return* (custos de investimento 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** – a regulação desta atividade iniciou-se com uma remuneração por custos aceites<sup>15</sup> acrescida de uma remuneração do fundo de maneiio, tendo passado para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>16</sup>, mantendo-se a remuneração do fundo de maneiio. A partir do período de regulação dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016 passou-se a adotar o número de clientes como único indutor de custos da atividade por constituir a variável com maior aderência comparativamente aos gastos incorridos pelo CURr. Acrescente-se que, nos termos dos seus contratos de concessão, as empresas concessionárias tinham direito a um proveito adicional de 4€ por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação), que, de acordo com o disposto no contrato de concessão, cessou em 2023 (quinto período de regulação). Além da avaliação do desempenho realizada na preparação de cada período de regulação, esta atividade é avaliada, anualmente, no âmbito do processo de definição dos custos de referência da atividade de Comercialização, através de um exercício de *benchmarking* que considera comercializadores do mercado liberalizado e do mercado regulado.

A definição das metodologias regulatórias e a escolha dos indutores nas atividades de AP, em particular, as aplicadas ao OPEX, tem assentado essencialmente na análise de desempenho das empresas, embora para o novo período de regulação, que se iniciou em 2024, se tenha recorrido à comparação com atividades semelhantes desenvolvidas por empresas que atuam em Espanha, pese embora a reduzida dimensão das amostras. No caso da atividade de Distribuição, a definição das metas de eficiência tem por base estudos de *benchmarking* de âmbito nacional e internacional decorrente da inclusão de operadores espanhóis, 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.

---

<sup>15</sup> No primeiro período de regulação foi definido um custo unitário de referência.

<sup>16</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

No período de regulação 2020 a 2023 os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX correspondem a: (i) 2% na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, (ii) 3% na atividade de Transporte e 2% na atividade Gestão Técnica e Global do SNG, (iii) 3% na atividade de Armazenamento Subterrâneo (iv) entre 2% e 5% 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 2020 a 2023 aplica-se a metodologia de indexação do custo de capital às Obrigações do Tesouro a 10 anos, que se mantém desde a sua introdução, no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016. Esta metodologia permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e assim compensar os riscos dos capitais próprios e alheio. Nos anos de 2021 e de 2022, dois últimos anos com valores fechados e auditados, as taxas de remuneração aplicadas foram de 4,52% e 5,29%, respetivamente em 2021 e 2022, ao nível das atividades de Alta Pressão, e de 4,72% e 5,49%, respetivamente em 2021 e 2022, ao nível da atividade de Distribuição.



### 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

As receitas definidas para as tarifas para um determinado ano e as receitas obtidas nesse ano são diferentes e resultam do grau de concretização das previsões que suportaram os proveitos permitidos e da evolução da própria atividade. Essa diferença é ajustada nos proveitos permitidos até dois anos tarifários subsequentes ao da definição dos proveitos permitidos com a respetiva atualização financeira.

Neste primeiro ponto pretende-se 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. Para esse efeito, compara-se, por um lado, os proveitos permitidos previstos nas tarifas<sup>17</sup> com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores<sup>18</sup>, 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)<sup>19</sup>.

A Figura 3-1 apresenta a evolução da faturação e dos proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, do operador de terminal de GNL, a preços correntes.

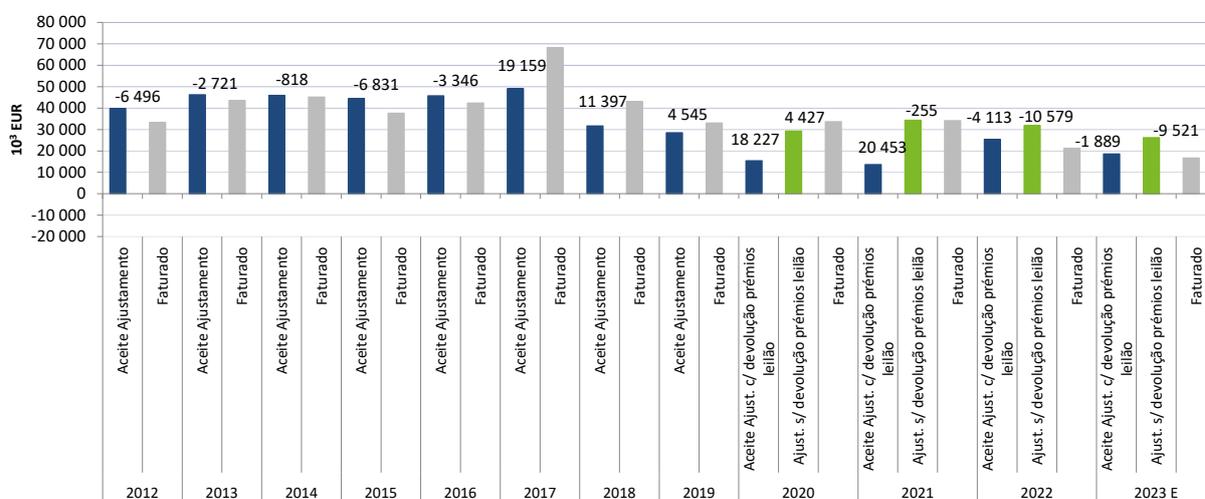
---

<sup>17</sup> Nos gráficos indicados como Tarifas.

<sup>18</sup> Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como “Aceite”.

<sup>19</sup> 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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL  
(preços correntes)

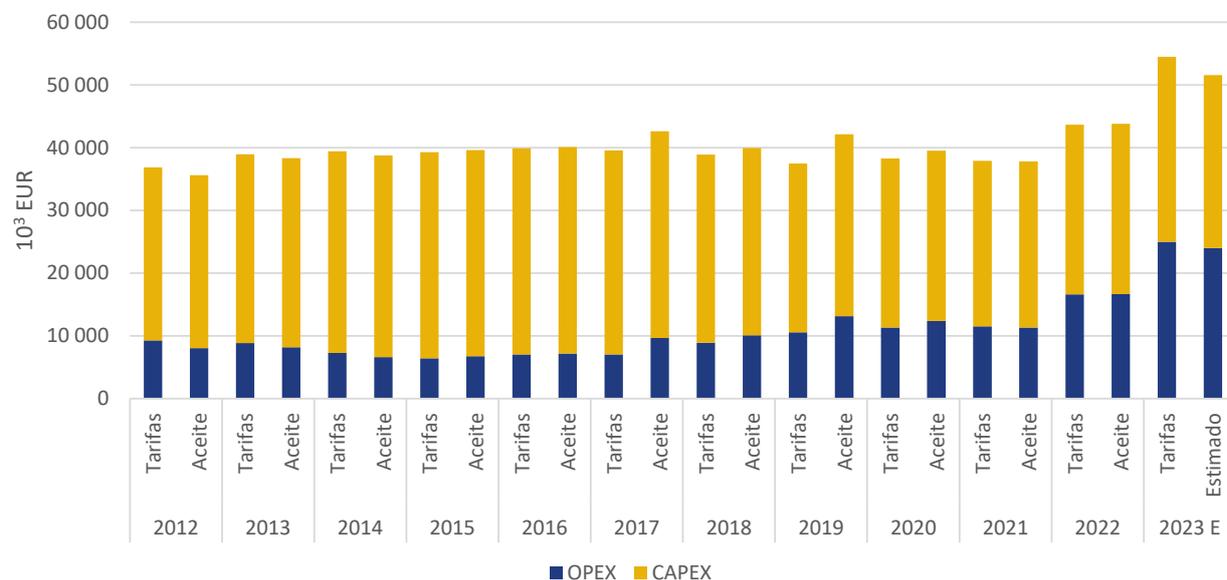


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Verifica-se que, entre 2012 e 2016, os valores faturados foram sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa. Entre 2017 e 2021, esta situação inverteu-se, passando a ocorrer ajustamentos a favor dos consumidores, situação justificada pelo acréscimo significativo da faturação, relativamente às previsões para os anos de 2017 a 2021. Nos anos de 2020 e 2021 os valores mais elevados de ajustamentos a favor dos consumidores devem-se sobretudo à devolução aos consumidores, por parte da REN Atlântico, dos valores recebidos extra tarifa, referentes a prémios de leilão de atribuição de capacidade. A partir de 2022 verifica-se uma nova inversão, ou seja, os ajustamentos passam a ser novamente a favor da empresa o que resulta do efeito conjugado da redução da faturação e da redução dos montantes de prémios de leilão.

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

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

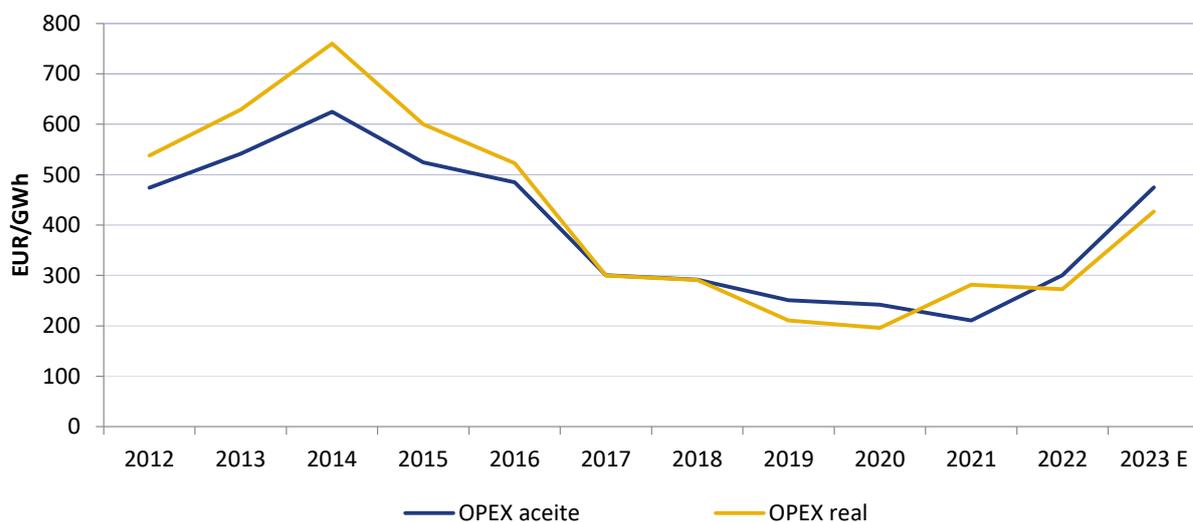


Verifica-se a partir de 2017 a uma maior oscilação entre os valores previstos em tarifas e aceites, sendo ainda de salientar o acréscimo do valor da componente do OPEX. Este acréscimo dos custos operacionais deve-se, em primeiro lugar, ao aumento das quantidades regaseificadas de gás natural, pelo terminal de GNL, uma vez que um dos indutores de custo do OPEX dessa atividade, corresponde ao gás natural regaseificado, e posteriormente, devido ao aumento do custo da eletricidade utilizada nos processos de regaseificação de gás.

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.

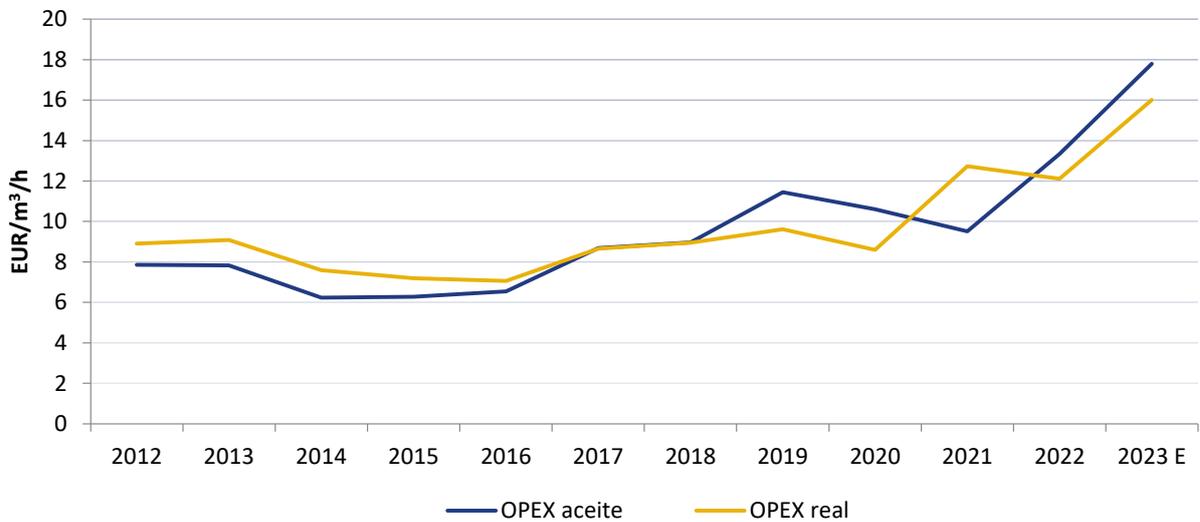
## 3.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 3-3 - Custos unitários por energia regaseificada  
(preços constantes 2023)



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. Entre 2017 e 2020 assiste-se a uma estabilização no OPEX, sendo de registar, a partir de 2021, um acréscimo significativo que se deve, conforme referido anteriormente, ao aumento do custo da eletricidade utilizada nos processos de regaseificação de gás.

Figura 3-4 - Custos unitários por capacidade de emissão  
(preços constantes 2023)

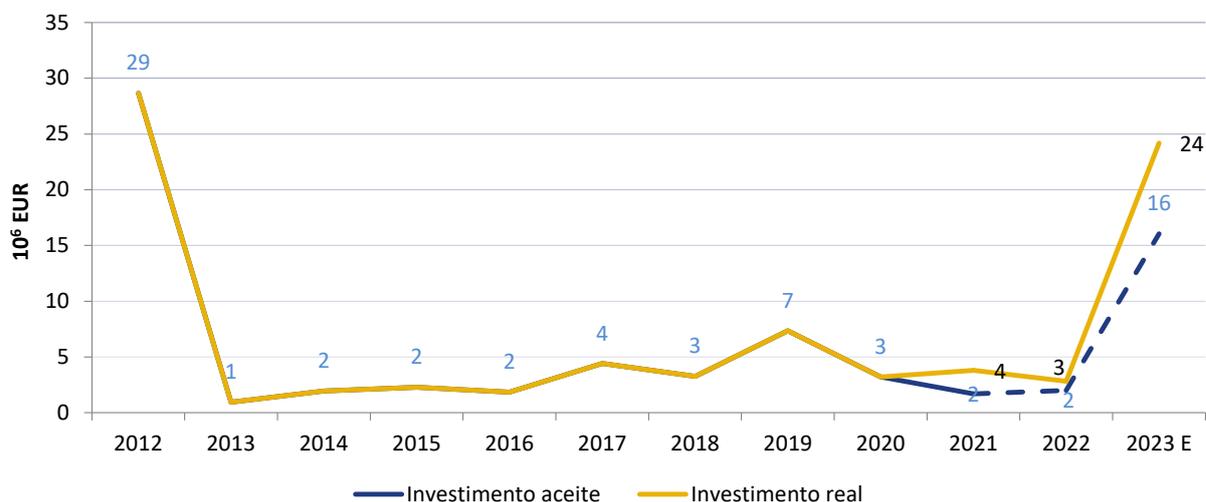


Tendo em conta que a capacidade de emissão é constante, a figura anterior permite verificar a evolução do OPEX do Terminal de GNL. Estes custos baixaram até 2016, tendo observado uma trajetória de subida a partir de 2017, mais significativa a partir de 2021, pelas razões já apontadas.

Em termos médios, tendo em conta os últimos 3 anos reais (2020 a 2022), o valor de OPEX unitário por energia regaseificada situa-se em 249 €/GWh, e a 11 €/m³/h em termos de capacidade de emissão. Para 2023 estima-se um acréscimo no valor para 427 €/GWh e 16 €/m³/h.

## 3.1.3 INVESTIMENTO

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

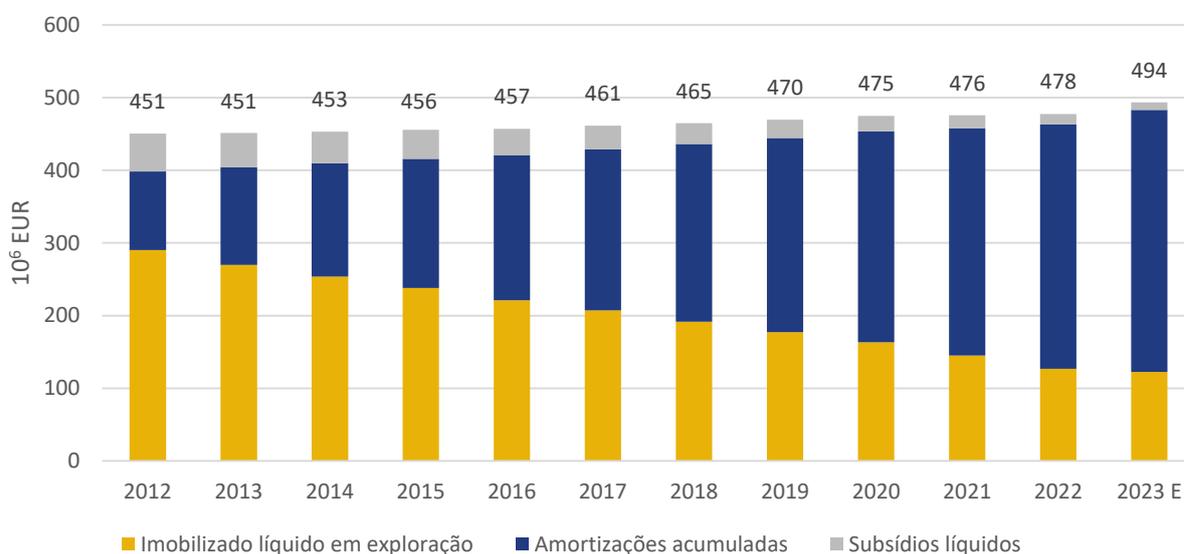


A Figura 3-5 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. De salientar que a partir de 2021, o investimento aceite para efeitos tarifários deixou de ser coincidente com o investimento reportado pelas empresas. A diferença corresponde a investimentos desconsiderados pelo Regulador por não se encontrarem aprovados pelo Concedente ao abrigo do PDIRG 2017 (último plano aprovado) ou ao abrigo de processos de aprovação autónoma, e por não existir necessidade comprovada para a sua realização. A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2024-2025 das empresas reguladas do setor do gás”.

Para o período em análise, verifica-se um valor de investimento significativo em 2012 devido aos trabalhos finais de ampliação do terminal de GNL de Sines que contemplou a construção de mais um tanque de armazenamento e o reforço da capacidade de emissão, tendo reduzido substancialmente nos anos seguintes. Para 2023 estão previstos alguns investimentos mais significativos no terminal de GNL, como seja a aquisição de gás de enchimento, investimento aceite na totalidade e o aumento da capacidade de *transshipment*.

### 3.1.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-6 - Evolução do ativo real na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL<sup>20</sup>



A Figura 3-6 evidencia uma certa estabilidade do imobilizado bruto entre 2012 e 2016, verificando-se posteriormente um ligeiro aumento. Em 2023, estima-se um acréscimo do imobilizado bruto face ao ano anterior, fruto dos investimentos no terminal de GNL referidos no ponto anterior.

## 3.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS E ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

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

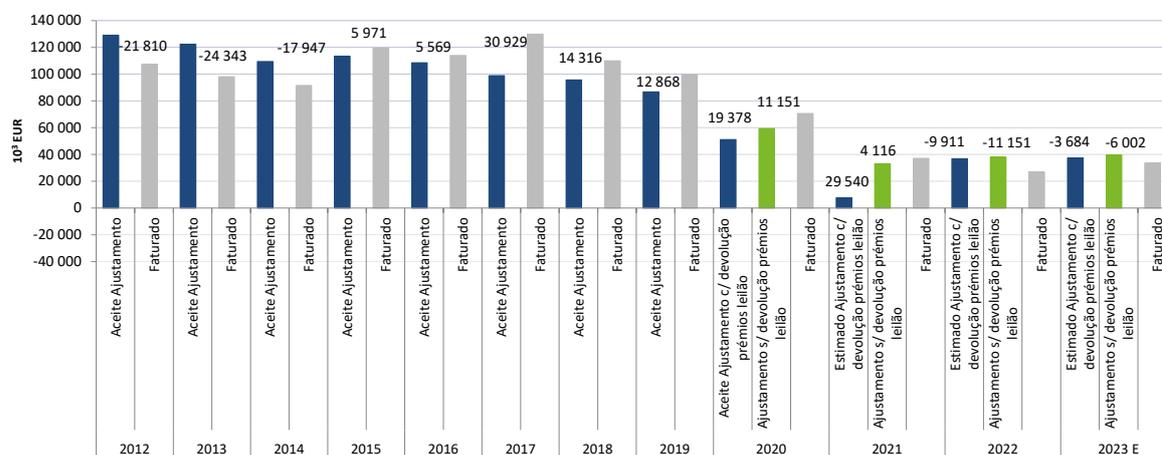
Tal como o primeiro ponto do capítulo anterior, este ponto compara os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas<sup>21</sup> com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores).

<sup>20</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

<sup>21</sup> Nos gráficos indicados como Tarifas.

A Figura 3-7 apresenta os desvios apurados na atividade de Transporte de gás, do ORT, a preços correntes.

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

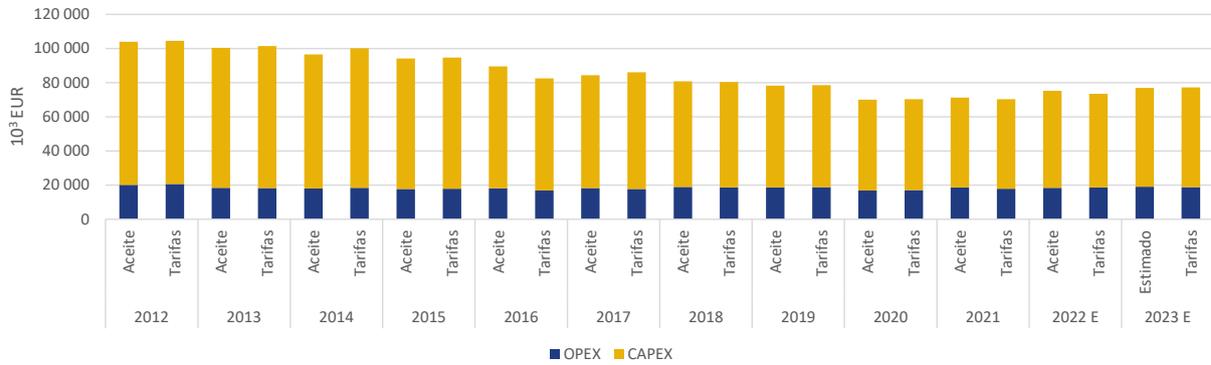


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Verifica-se que, entre 2012 e 2014, os valores faturados foram inferiores aos proveitos permitidos aceites, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa. A partir daquela data, inverteu-se esta situação, passando os ajustamentos a devolver pela empresa, com valores substancialmente elevados em 2017 e 2021. 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. Em 2021 esta situação também é justificada pela devolução aos consumidores de valores referentes a prémios de leilão de utilização de capacidade, recebidos pela REN Gasodutos.

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.

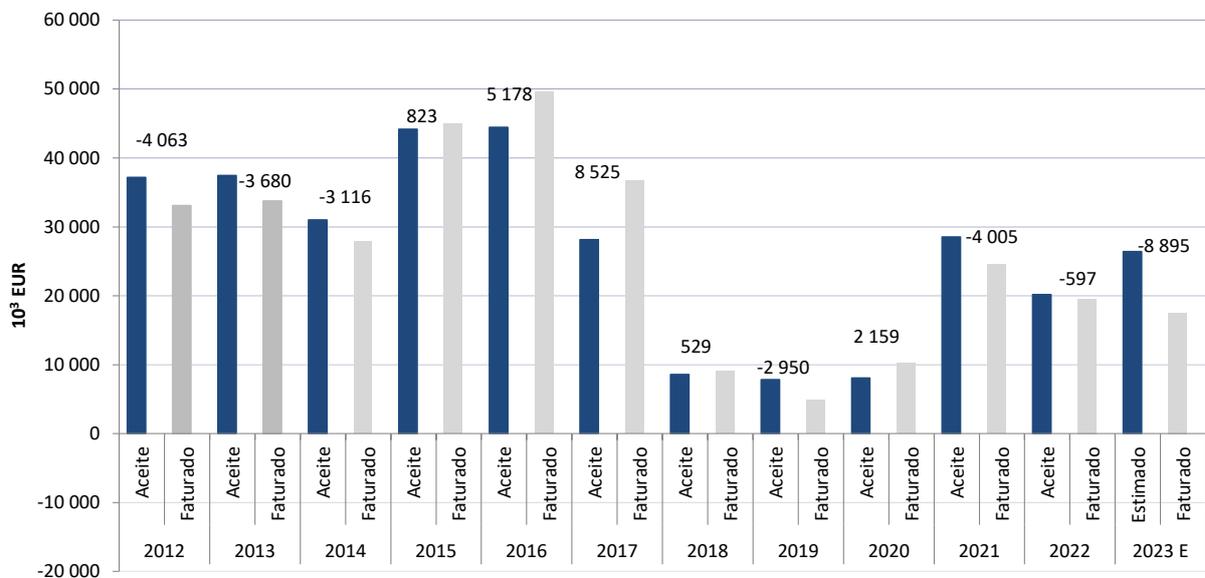
Figura 3-8 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de Transporte  
(preços correntes)



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 gastos mas sim a desvios de faturação.

A Figura 3-9 apresenta a evolução dos desvios apurados da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, do ORT, a preços correntes.

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



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

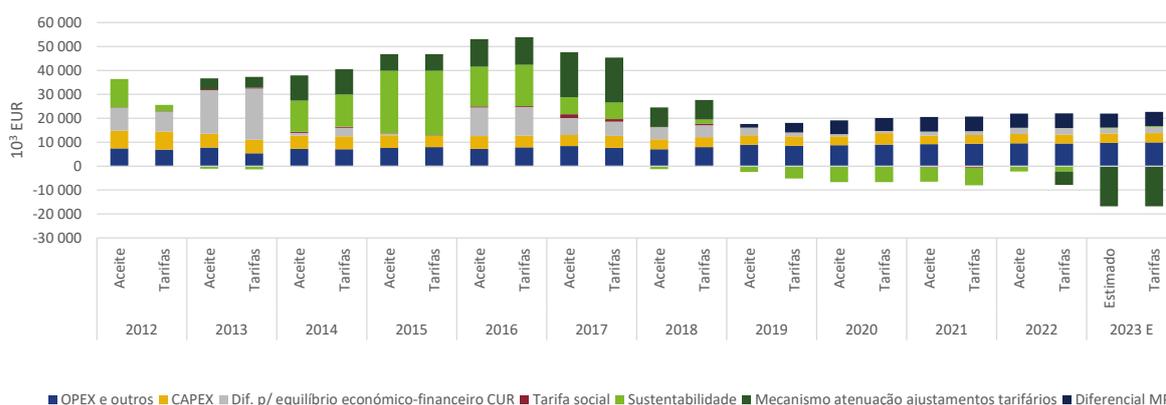
A atividade de Gestão Técnica Global do SNG através das várias parcelas da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) recupera não só os proveitos da própria atividade, como também algumas parcelas dos proveitos de outras atividades que, de acordo com o enquadramento definido na regulamentação do setor do gás, são recuperados pelas tarifas de UGS praticada pelo ORT e, posteriormente, transferidas para os operadores das atividades às quais pertencem.

Este enquadramento explica a grande volatilidade que se verifica no nível de proveitos desta atividade ao longo do período em análise. Com efeito, o sentido dos ajustamentos das atividades de Comercialização e de Compra e Venda de gás, bem como os mecanismos de estabilização dos proveitos das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL e de Armazenamento Subterrâneo, todos recuperados através dos proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, condicionam fortemente os proveitos, gerando oscilações bastante significativas no nível dos mesmos.

Como se observa, com exceção dos anos de 2015 a 2018, os ajustamentos nesta atividade são sempre a favor da empresa, o que se deve ao aumento do volume dos custos da atividade superior à faturação.

A Figura 3-10 apresenta a evolução do OPEX, do CAPEX e dos restantes agregados de proveitos permitidos previstos em tarifas (Tarifas) e dos respetivos valores reais aceites em ajustamentos (Aceite), da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, a preços correntes.

**Figura 3-10 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de Gestão Técnica Global do SNG (preços correntes)**

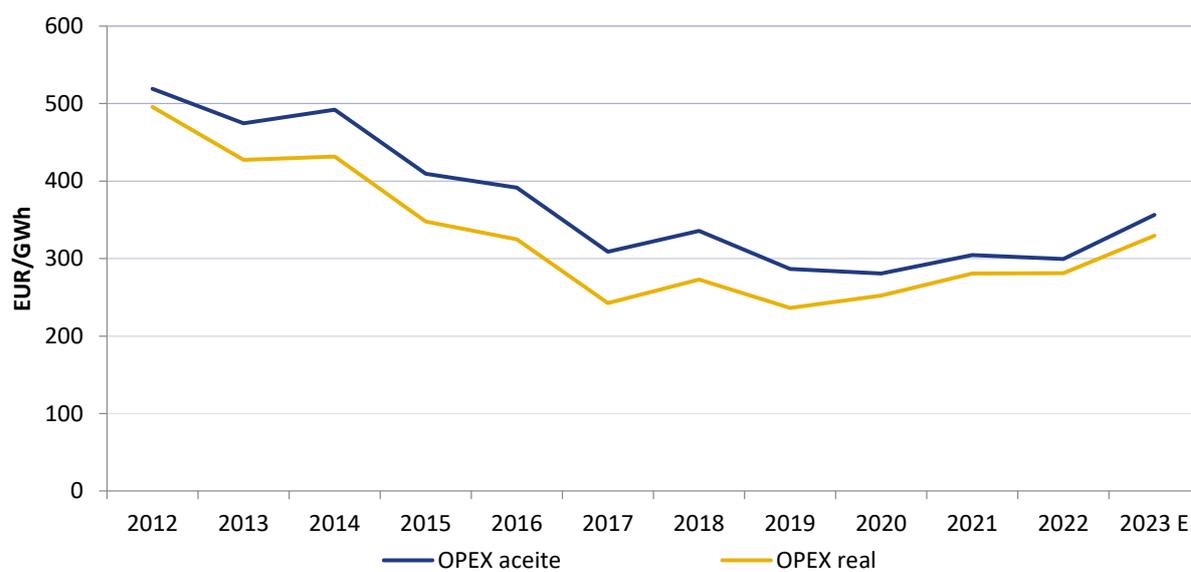


Verifica-se que ao nível do OPEX e do CAPEX não ocorrem grandes diferenças entre os proveitos permitidos previstos (Tarifas) e os proveitos permitidos definitivos (Aceite) nos ajustamentos de cada um dos anos.

### 3.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVERS DE CUSTO

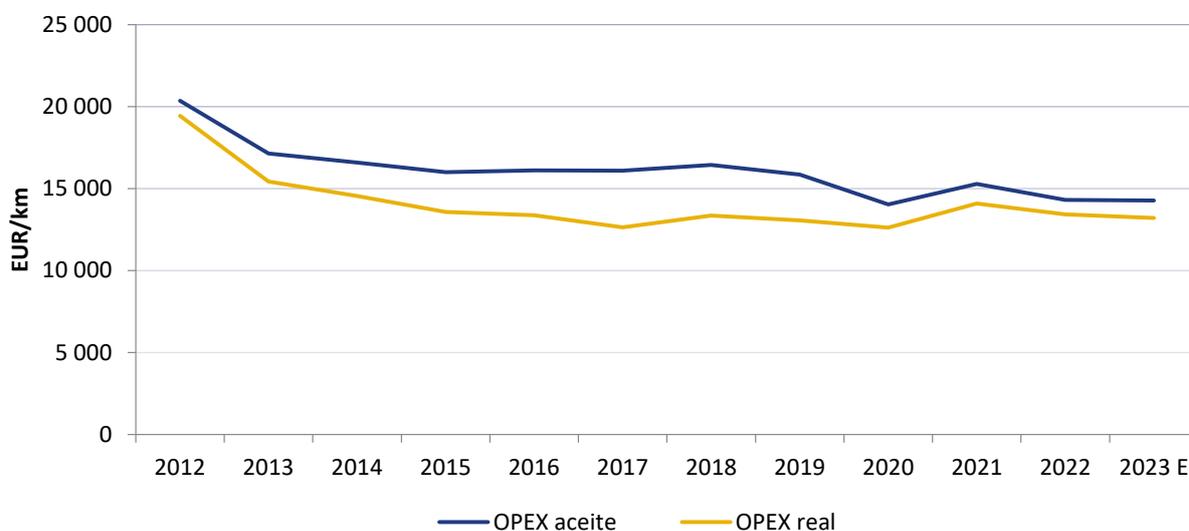
As Figura 3-11 e Figura 3-12 apresentam a evolução do OPEX por energia transportada e por km de rede <sup>22</sup> da atividade de Transporte.

Figura 3-11 - Custos unitários por energia transportada  
(preços constantes 2023)



<sup>22</sup> 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 2023)



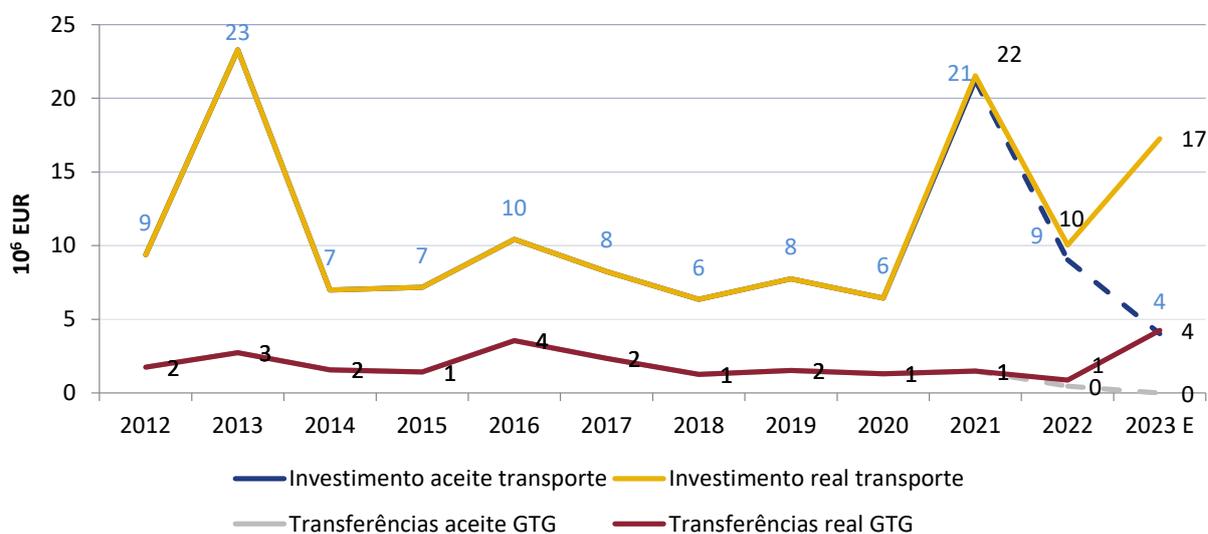
Verifica-se na série em análise que os custos unitários reais quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, são inferiores ao proveito permitido unitário (OPEX aceite), assistindo-se a uma aproximação desde 2020 a que não é alheia a recalibração dos parâmetros para o período de regulação 2020-2024 com a transferência para os consumidores de parte dos ganhos de eficiência obtidos pela empresa, nos anos anteriores. Esta mesma situação foi tida em conta na revisão das bases de custos a recuperar pelas tarifas no período de regulação a iniciar em 1 de janeiro de 2024.

Nota-se, igualmente, uma tendência de diminuição, quer dos gastos reais, quer dos proveitos permitidos. No entanto, nos custos unitários por quantidade transportada assiste-se a um aumento nos últimos anos, explicado pela diminuição das quantidades de gás transportado. Em termos médios, tendo em conta os últimos 3 anos reais (2020 a 2022), o valor por unidade transportada situa-se em 271 €/GWh e o valor por km de rede em 13 377 €/ km. Para 2023 estima-se um acréscimo no valor de OPEX por unidade transportada para 330 €/GWh e um decréscimo no valor por km de rede para 13 205 €/ km.

### 3.2.3 INVESTIMENTO

A Figura 3-13 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de Transporte e da atividade de Gestão Global do Sistema.

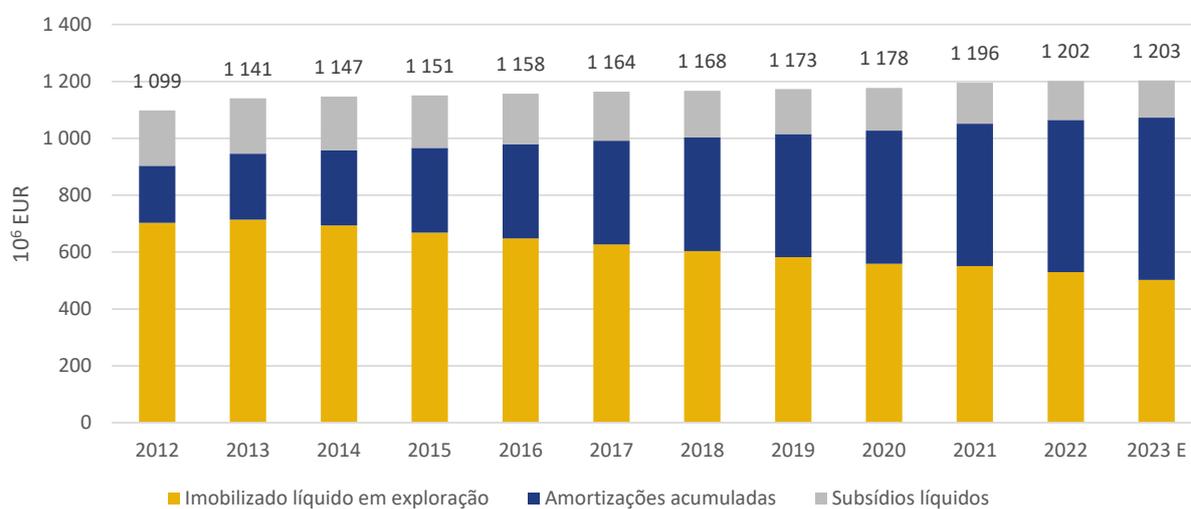
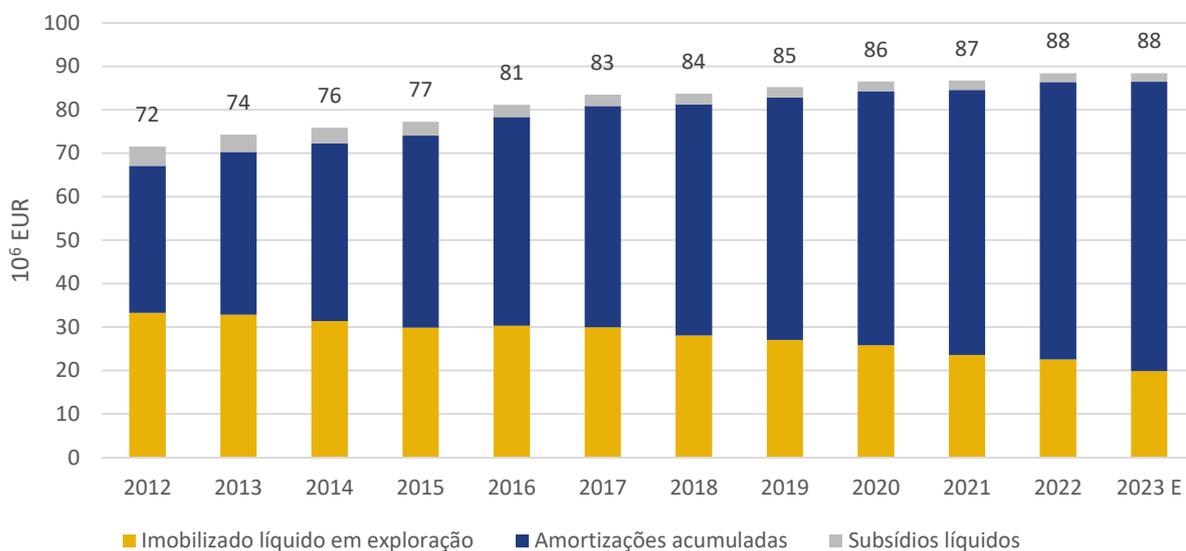
Figura 3-13 - Evolução do investimento a custos reais na atividade de Transporte e na atividade de Gestão Técnica Global do SNG



Na atividade de Transporte, em 2013, o valor elevado de investimento corresponde ao projeto da 3ª ligação no troço Mangualde – Guarda e, em 2021, o maior valor registado nestes anos, resulta da aquisição de gás de *linepack*, decorrente de obrigações regulamentares. No restante período os valores dos investimentos têm-se mantido estáveis e a um nível relativamente baixo. No que respeita à atividade de Gestão Técnica Global do Sistema, o nível de investimentos quase não se altera.

Como se observa, a partir de 2021, o investimento aceite para efeitos tarifários deixou de ser coincidente com o investimento reportado pelas empresas. A diferença corresponde a investimentos desconsiderados pelo Regulador por não se encontrarem aprovados pelo Concedente ao abrigo do PDIRG 2017 (último plano aprovado) ou ao abrigo de processos de aprovação autónoma, e por não existir necessidade comprovada para a sua realização. A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2024-2025 das empresas reguladas do setor do gás”.

## 3.2.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-14 - Evolução do ativo real na atividade de Transporte<sup>23</sup>Figura 3-15 - Evolução do ativo real na atividade de Gestão Técnica Global do SNG<sup>21</sup>

<sup>23</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE

Registe-se que nas duas atividades exercidas pelo ORT o imobilizado líquido em exploração tem diminuído por via do acréscimo das amortizações, não sendo 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

Neste ponto são comparados os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)<sup>24</sup>. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas<sup>25</sup> com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores<sup>26</sup>.

A Figura 3-16 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais e da faturação da atividade de Armazenamento Subterrâneo, da REN Armazenagem, a preço correntes. Verifica-se que desde 2017 os proveitos faturados foram sempre superiores aos proveitos permitidos definitivos (Aceite).

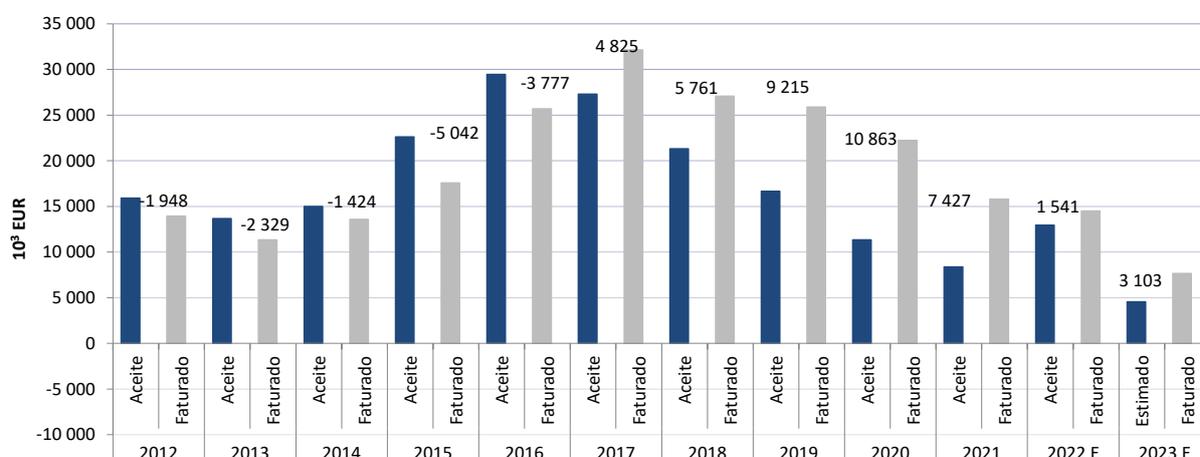
---

<sup>24</sup> 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.

<sup>25</sup> Nos gráficos indicados como Tarifas

<sup>26</sup> Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como "Aceite".

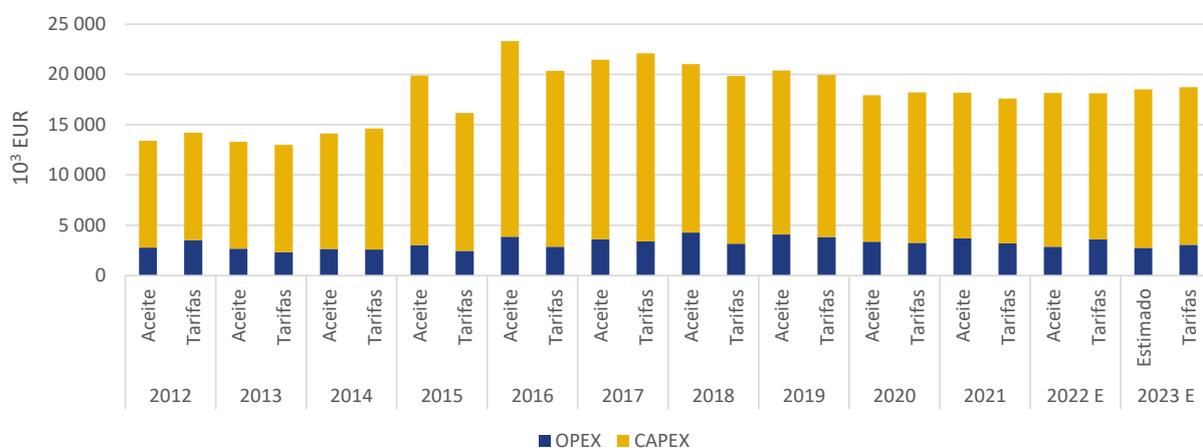
Figura 3-16 - Análise de desvios da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem (preços correntes)



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

Na Figura 3-17 verifica-se que, excetuando os anos 2015 e 2016, não ocorrem grandes diferenças entre os valores previstos em tarifas e os valores verificados. As diferenças verificadas em 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. Com o período regulatório iniciado no segundo semestre de 2016, procedeu-se ao ajuste dos parâmetros regulatórios à nova realidade.

Figura 3-17 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem (preços correntes)



Analisando cada uma das rubricas, no OPEX regista-se uma certa estabilidade e as oscilações que ocorrem resultam das variações ao nível das quantidades de gás injetado/extraído, que é o indutor da componente variável dos proveitos permitidos com OPEX. No CAPEX assiste-se a um acréscimo em 2015 e 2016 devido 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 e por energia injetada e extraída.

**Figura 3-18 - Custos unitários por capacidade de armazenamento  
(preços constantes 2023)**

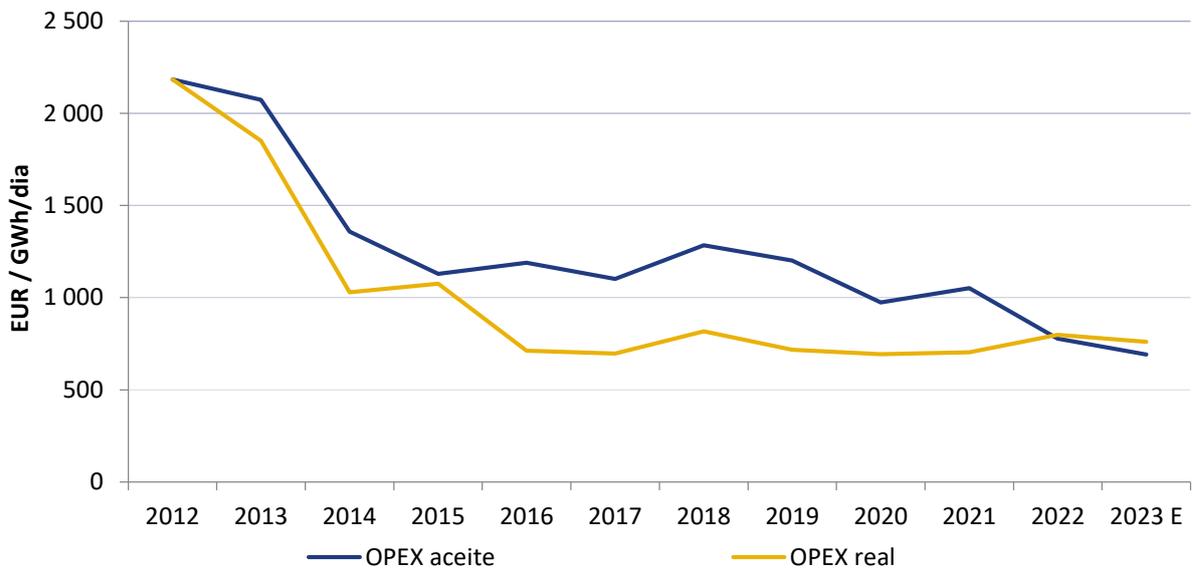
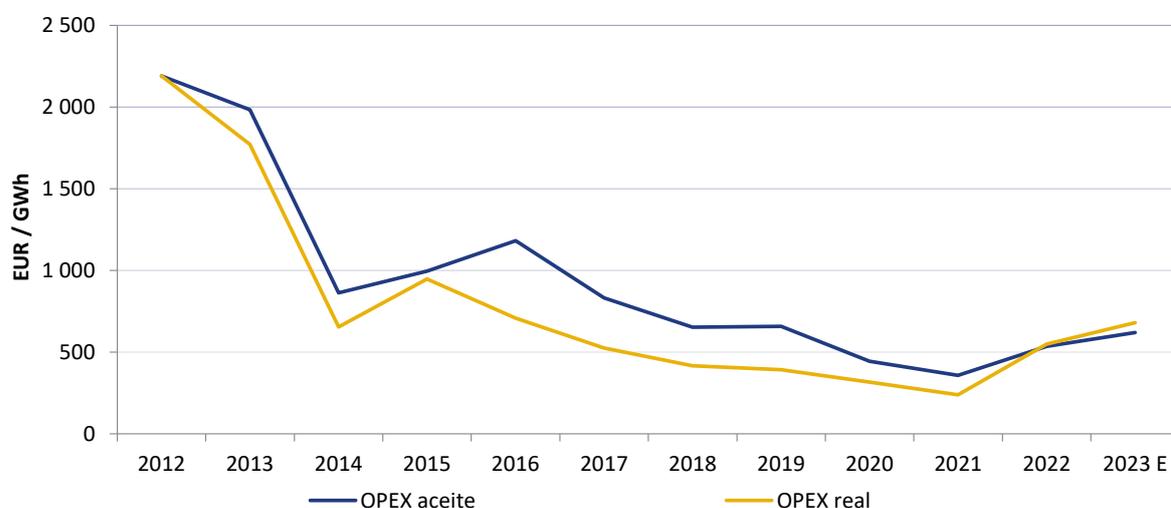


Figura 3-19 - Custos unitários por energia injetada e extraída  
(preços constantes 2023)

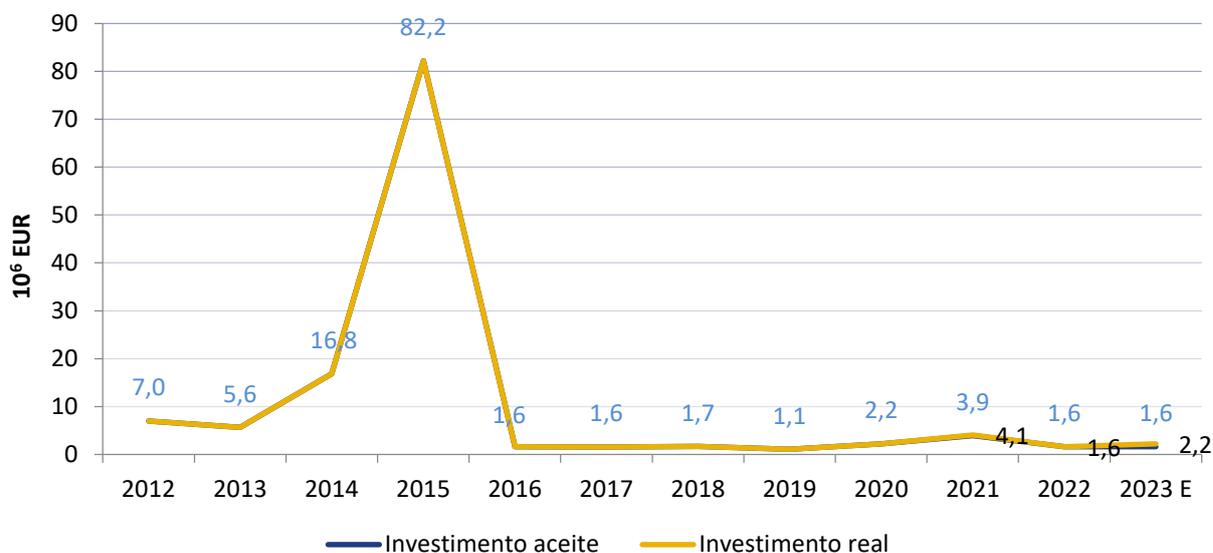


Os custos unitários reais apresentam uma queda acentuada a partir de 2013, altura em que a atividade passou a ser regulada por incentivos. O ano de 2015 constituiu um ano atípico na atividade da empresa, por via do trespasse parcial da atividade da Transgás Armazenagem que passou para a REN armazenagem, em maio de 2015. Constatam-se, também, que os proveitos permitidos (OPEX aceite) são superiores aos gastos reais da empresa, o que ocorreu sobretudo por via de uma diminuição acentuada de gastos reais, ocorrida a partir de 2013. Em 2020, com o início do período de regulação 2020-2023 os custos reais e aceites aproximaram-se, uma vez que os parâmetros foram calibrados. No entanto, o acréscimo das quantidades de energia injetada/extraída, que constitui o indutor de custo da parcela variável do operador, ocorrida em 2020 e especialmente em 2021, impediu uma maior aproximação entre os proveitos permitidos e os custos reais da empresa. Em 2022 e 2023, pelo contrário, com a redução registada ao nível das quantidades de energia injetada/extraída, o OPEX aceite ficou abaixo do OPEX real. Em termos médios, tendo em conta os últimos 3 anos reais (2020 a 2022), o valor por capacidade de armazenamento situa-se em 731 €/GWh/dia e o valor por GWh em 368 €/GWh. Para 2023 estima-se um acréscimo no valor por capacidade de armazenamento para 759 €/GWh/dia e um acréscimo no valor por energia injetada/extraída para 680 €/GWh.

### 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 (AS) da REN Armazenagem.

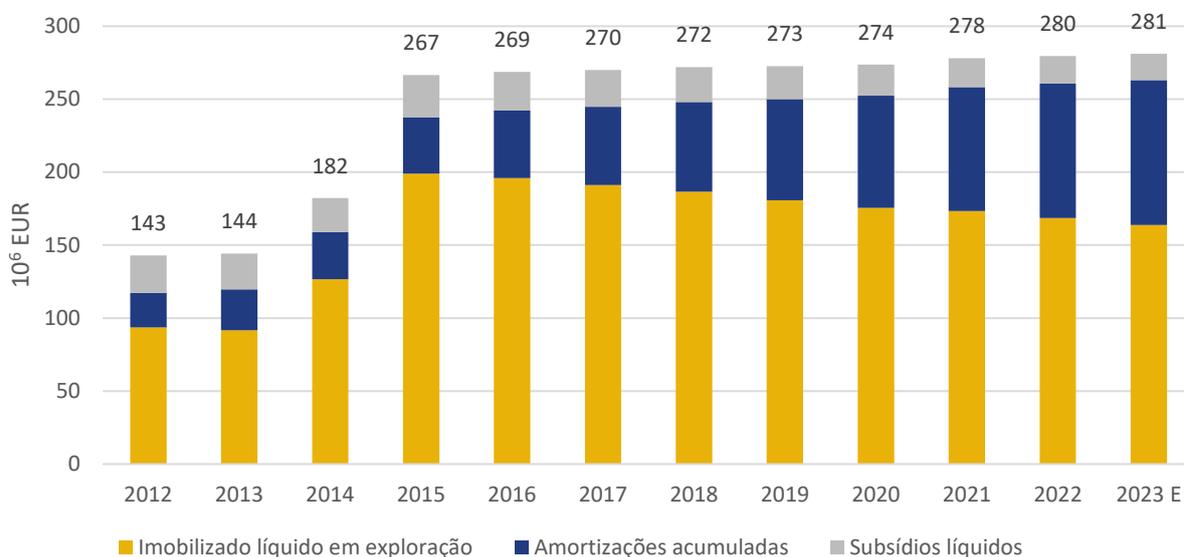
Figura 3-20 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem



O grande aumento ocorrido em 2015 deveu-se 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. A partir dessa data os investimentos têm se mantido num nível muito abaixo.

Importa referir, à semelhança do que ocorreu nas restantes infraestruturas de alta pressão, que a partir de 2021 os investimentos aceites para efeitos tarifários deixaram de ser coincidentes com o investimento reportado pelas empresas. Esta situação decorre da monitorização dos investimentos no âmbito dos planos de desenvolvimento e investimento das redes de gás (PDIRG) realizada pela ERSE, que conduz à não aceitação de investimento pelo Regulador por não existir necessidade comprovada para a sua realização e por não se encontrarem aprovados pelo Concedente ao abrigo do PDIRG 2017 (último plano aprovado) ou ao abrigo de processos de aprovação autónoma. A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2024-2025 das empresas reguladas do setor do gás”.

## 3.3.1.4 ATIVO BRUTO E ATIVO LÍQUIDO

Figura 3-21 - Evolução do ativo real da atividade de AS da REN Armazenagem<sup>27</sup>

A Figura 3-21 evidencia a situação já identificada anteriormente que ocorreu em 2015 relativa ao trespasse parcial celebrado entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, consubstanciado na transferência física de ativos ocorrida em maio de 2015. Em 2014 também se registra um acréscimo no imobilizado líquido em exploração por via da transferência para exploração da cavidade REN C6. Nos anos seguintes não ocorreram investimentos significativos, pelo que o imobilizado líquido em exploração tem apresentado uma redução por via das amortizações.

<sup>27</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

## 4 ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO

### 4.1 ANÁLISE GLOBAL

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

Com vista a 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, neste primeiro ponto os proveitos faturados com a aplicação das tarifas são comparados com os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)<sup>28</sup>. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas<sup>29</sup> e os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores<sup>30</sup>.

Quando se comparam os proveitos faturados com os proveitos permitidos definitivos (incluindo o efeito dos ajustamentos), tal como se observa na Figura 4-1, verifica-se, na generalidade, a existência de desvios significativos em 2012 e 2013 e, novamente, em 2022 e 2023 estimado.

Com efeito, nos últimos quatro anos reais verificam-se desvios a favor da empresa justificados pela quebra de faturação. Para 2022 e 2023, para além de uma redução na faturação, registou-se também um aumento da taxa de remuneração, fruto da evolução do contexto financeiro. Estes efeitos conjugados resultam num desvio significativo a receber pelas empresas.

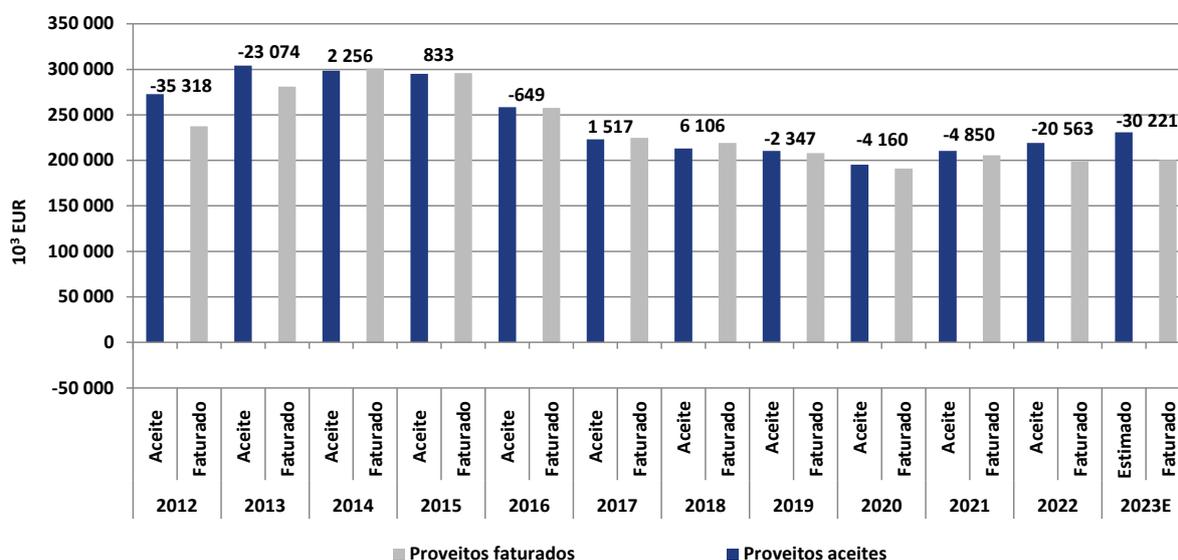
---

<sup>28</sup> 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”.

<sup>29</sup> Nos gráficos indicados como Tarifas

<sup>30</sup> Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como “Aceite”.

Figura 4-1 - Análise de desvios dos 11 ORD  
(preços correntes)



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

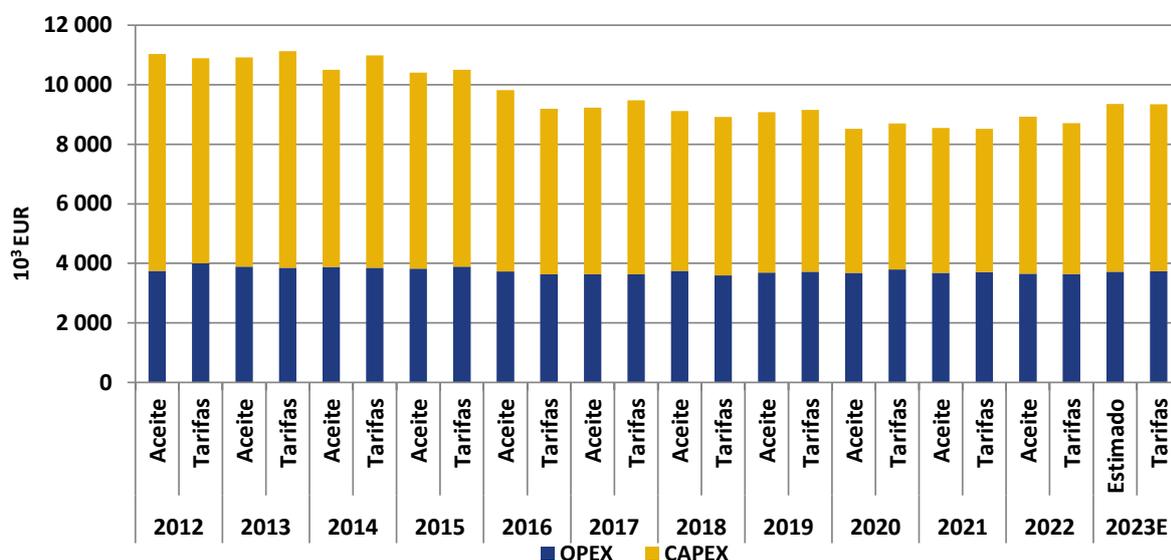
Nesta análise, não aparece o efeito das compensações entre operadores. As compensações visam garantir que todos os operadores recuperem os seus proveitos permitidos, apesar de terem níveis de proveitos unitários diferentes e ser aplicada a mesma tarifa a nível nacional. Assim no contexto de uniformidade 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.

A Figura 4-2 apresenta a análise comparativa entre os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas e os proveitos permitidos definitivos (a preço correntes) dos 11 operadores de rede de distribuição, excluindo o efeito dos ajustamentos e da reposição gradual da neutralidade financeira.

Figura 4-2 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 ORD

(preços correntes)



A evolução dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás não tem sofrido grandes alterações ao longo dos anos, sendo de referir uma quebra a partir de 2016 em resultado do início de um novo período de regulação e consequente revisão dos parâmetros de regulação. A ligeira tendência de aumento verificada em 2022 e 2023 decorre sobretudo do aumento da taxa de remuneração face a anos anteriores, refletindo a evolução das *yields* das obrigações do tesouro português.

Não se verificam grandes diferenças entre os valores de tarifas e os valores aceites. No OPEX, as diferenças decorrem dos desvios de previsões de quantidades em tarifas e, no CAPEX, para além das alterações face às previsões de investimento, as diferenças podem ser justificadas pela atualização da taxa de remuneração.

A análise conjunta da Figura 4-1 e da Figura 4-2 permite concluir que os ajustamentos resultam mais de desvios nas previsões de faturação, do que de desvios relacionados com a evolução de custos.

#### 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 gastos reais da empresa e os proveitos permitidos.

Figura 4-3 - Custos unitários por energia distribuída dos 11 ORD  
(preços constantes 2023)

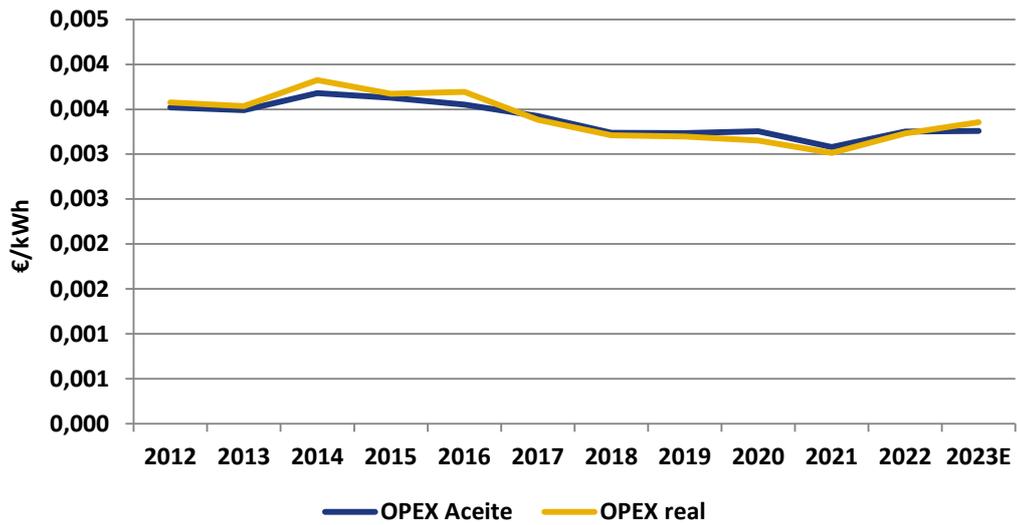
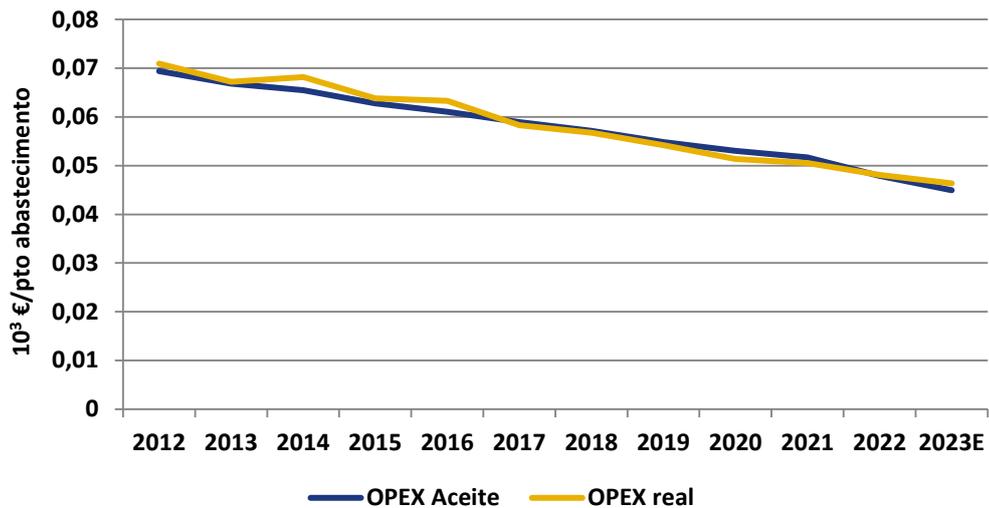


Figura 4-4 – Custos unitários por ponto de abastecimento dos 11 ORD  
(preços constantes 2023)



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

A tendência de decréscimo verificada entre 2014 e 2021 resultou do efeito conjugado da redução ao nível dos gastos com uma relativa estabilidade ao nível da quantidade de energia veiculada. Em 2022 e 2023, embora o OPEX tenha mantido a tendência de descida, o forte decréscimo na quantidade de energia veiculada levou a um aumento do OPEX unitário. No número de pontos de abastecimentos tem-se registado um ritmo de aumento ligeiro, em média 2%, o que justifica que a evolução do OPEX unitário seja diferente consoante o *driver* de custo considerado.

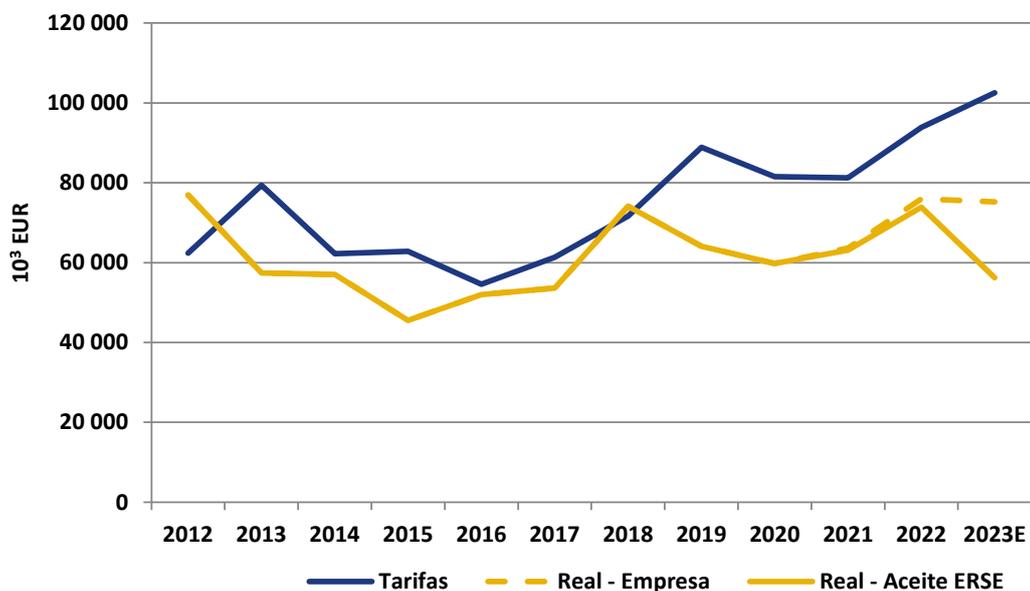
Em termos médios, tendo em conta os últimos 3 anos reais (2020 a 2022), o valor por kWh situa-se em 0,0031 €/kWh e o valor por pa em 0,0501 10<sup>3</sup>/pa. Para 2023 estima-se um acréscimo no valor por energia para 0,0033 €/kWh e um decréscimo no valor por pa para 0,0403 10<sup>3</sup>/pa.

#### 4.1.3 INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

A evolução do investimento dos onze ORD é apresentada na figura seguinte, sendo comparado para cada ano civil, o valor estimado e previsto para efeito de cálculo de proveitos previstos para tarifas (“Tarifas”) e o valor efetivamente realizado pelas empresas e aceite pela ERSE (“Real – Aceite ERSE”). 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.

De salientar que a partir de 2021, decorrente da monitorização dos investimentos no âmbito dos planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás (PDIRD-G) realizada pela ERSE, o investimento aceite para efeitos tarifários (“Real – Aceite ERSE”) deixou de ser coincidente com o investimento reportado pelas empresas (“Real – Empresa”). A diferença existente resulta de montantes de investimento que não se encontram aprovados pelo concedente ao abrigo do PDIRD-G 2018 (último plano aprovado) ou através de processos de aprovação autónoma, e para os quais não existe necessidade comprovada para a sua realização. A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2024-2025 das empresas reguladas do setor do gás”.

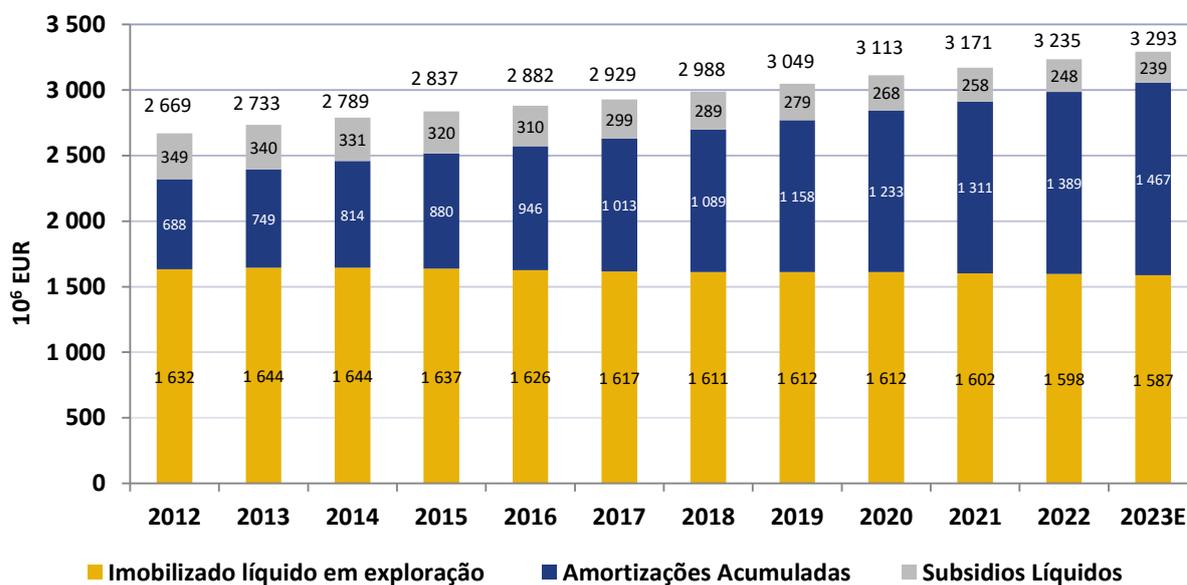
Figura 4-5 - Evolução do imobilizado em exploração dos 11 ORD



No universo dos onze ORD verifica-se até 2015 um decréscimo do valor real do investimento aceite pela ERSE, verificando-se uma inversão da tendência desde então, para valores em torno dos 60 milhões de euros.

Verifica-se, igualmente, com maior expressão nos últimos anos de análise, 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, como referido anteriormente. Esta avaliação e monitorização é ainda mais relevante tendo em conta que os PDIRD-G são alvo de parecer para posterior aprovação por parte do Concedente.

Apresenta-se, de seguida, a evolução do ativo real dos 11 ORD, sendo de registar a ligeira diminuição do ativo líquido, essencialmente pelo acréscimo das amortizações acumuladas superior ao acréscimo das transferências para exploração.

Figura 4-6 - Evolução do ativo real dos 11 ORD<sup>31</sup>

## 4.2 ANÁLISE POR EMPRESA

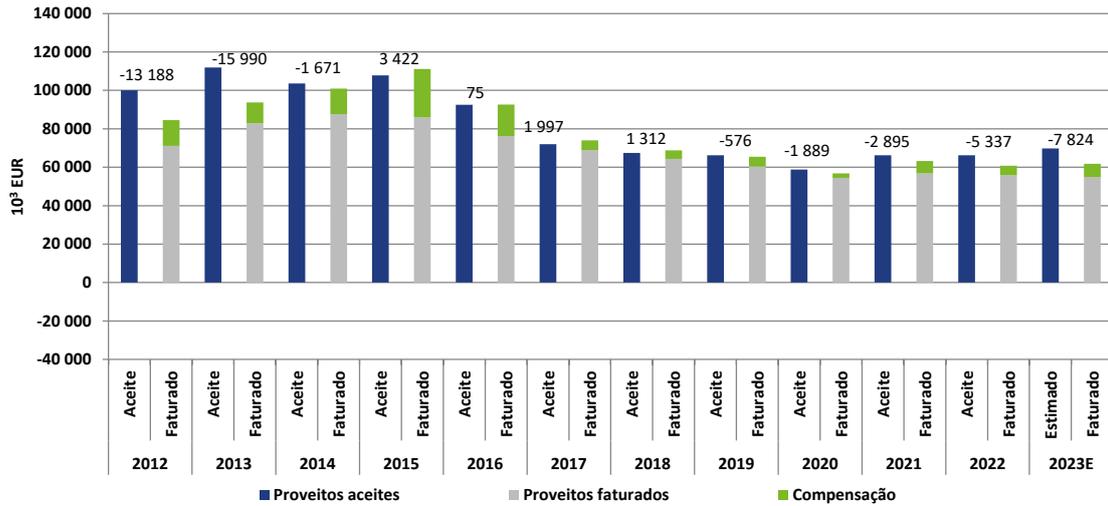
De seguida apresentam-se alguns indicadores de desempenho dos cinco operadores selecionados: LisboaGás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás e Sonorgás.

<sup>31</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

4.2.1 LISBOAGÁS

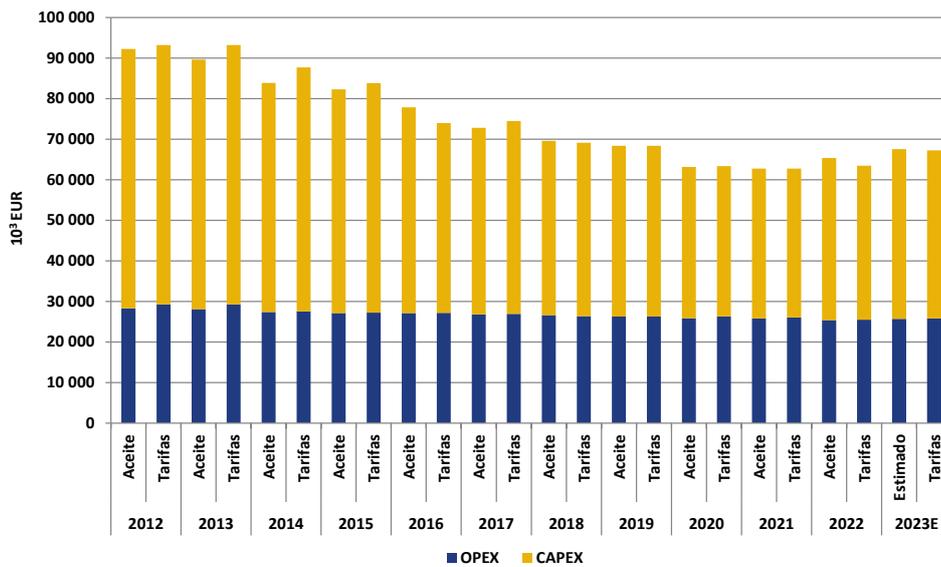
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 4-7 - Análise de desvios da Lisboagás  
(preços correntes)



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

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

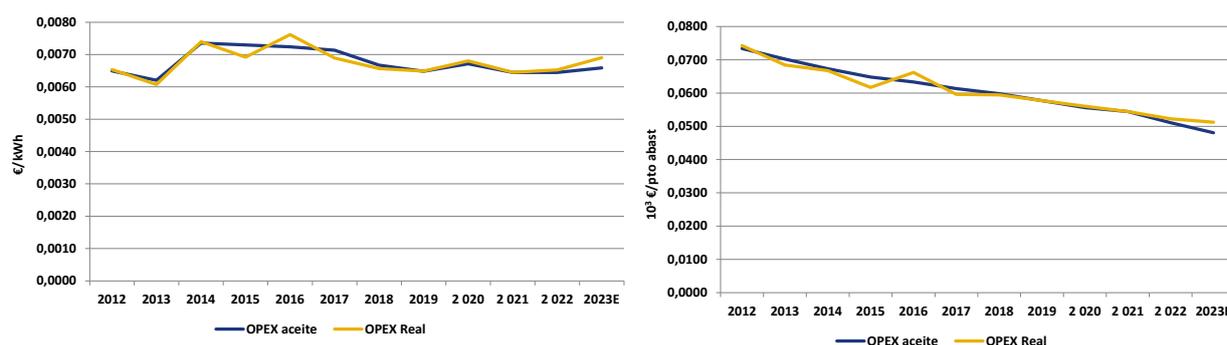


Ao longo do período em análise, os desvios de proveitos são reduzidos face a desvios de faturação mais acentuados. Nos últimos anos, mesmo com o efeito da compensação tarifária, os proveitos faturados são inferiores aos permitidos, em virtude da quebra verificada nas quantidades veiculadas, traduzindo-se em desvios a favor das empresas.

Pela análise das figuras apresentadas verifica-se uma evolução do OPEX e do CAPEX aceite em linha com os proveitos permitidos previstos em tarifas (Tarifas). Verifica-se igualmente uma tendência de redução dos proveitos no período em análise, que se inverteu ligeiramente em 2022, em virtude do aumento da taxa de remuneração, pelas razões expostas anteriormente.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-9 - OPEX por *driver* de custo da LisboaGás  
(preços constantes de 2023)



À semelhança do que se observa para o agregado dos 11 ORD, nos dois últimos anos em análise os proveitos permitidos associados ao OPEX aceite e ao OPEX real da LisboaGás, quer em €/kWh, quer em €/ponto de abastecimento, seguem tendências distintas, pelos motivos acima expostos, sendo de registar, no entanto, que relativamente ao custo por kWh, o custo médio da LisboaGás é substancialmente superior à média das 11 ORD.

Registe-se ainda a capacidade da empresa em atingir as metas impostas pela ERSE, ao longo dos dois últimos períodos de regulação.

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

As figuras seguintes mostram a evolução do imobilizado que entra em exploração e do ativo.

Figura 4-10 - Evolução do imobilizado em exploração da LisboaGás

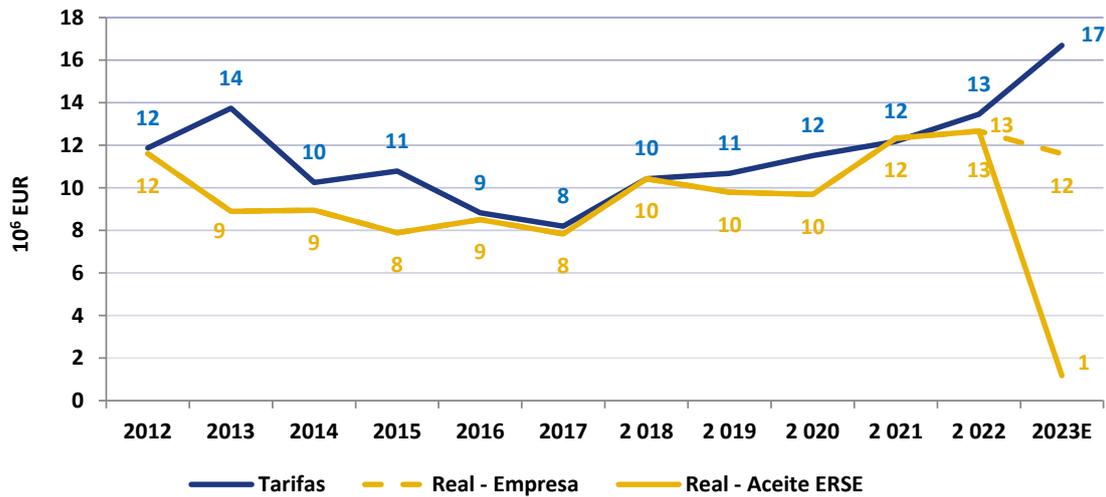
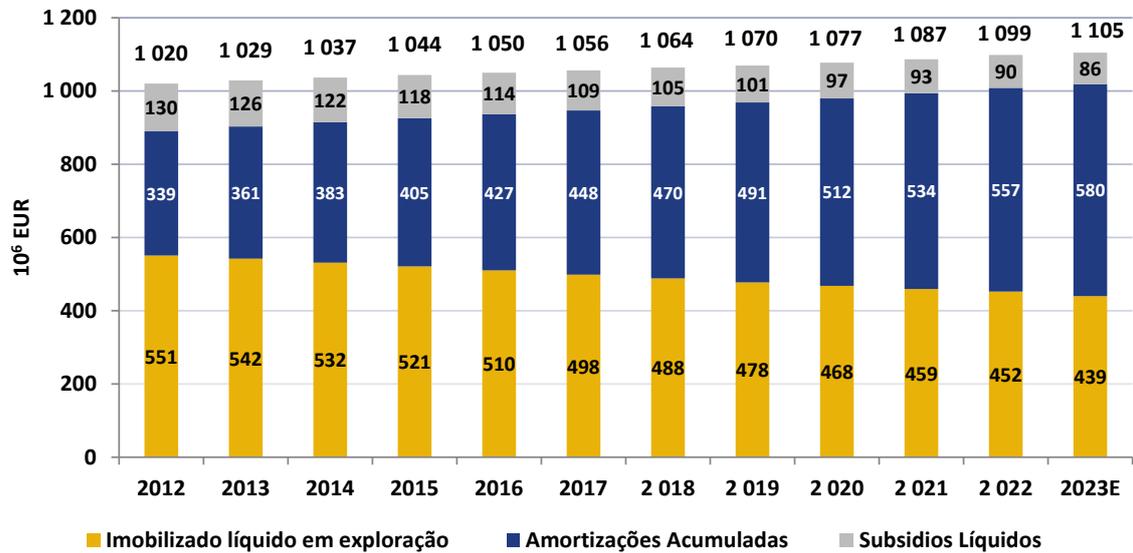


Figura 4-11 - Evolução do ativo real da LisboaGás<sup>32</sup>



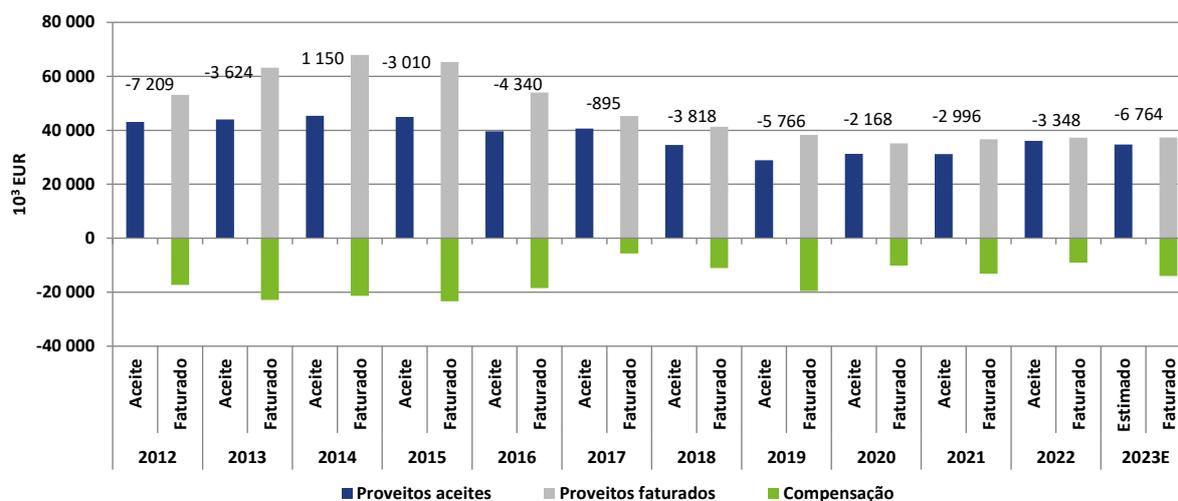
<sup>32</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

Em linha com a análise global, também a Lisboagás regista valores de investimento previsto superiores aos ocorridos, embora não muito significativos. Regista-se igualmente, desde 2017, um aumento dos valores de investimento, quer previsto quer real. Tal como explicado anteriormente na análise global aos 11 ORD, aplicou-se também à Lisboagás um corte no investimento aceite pela ERSE em 2022 e 2023, decorrente do exercício de monitorização dos investimentos abrangidos pelos PDIRD-G aprovados. No que respeita ao valor do ativo, verifica-se que o imobilizado líquido tem vindo a reduzir-se, uma vez que o novo investimento entrado em exploração tem sido inferior ao valor das amortizações.

#### 4.2.2 LUSITANIAGÁS

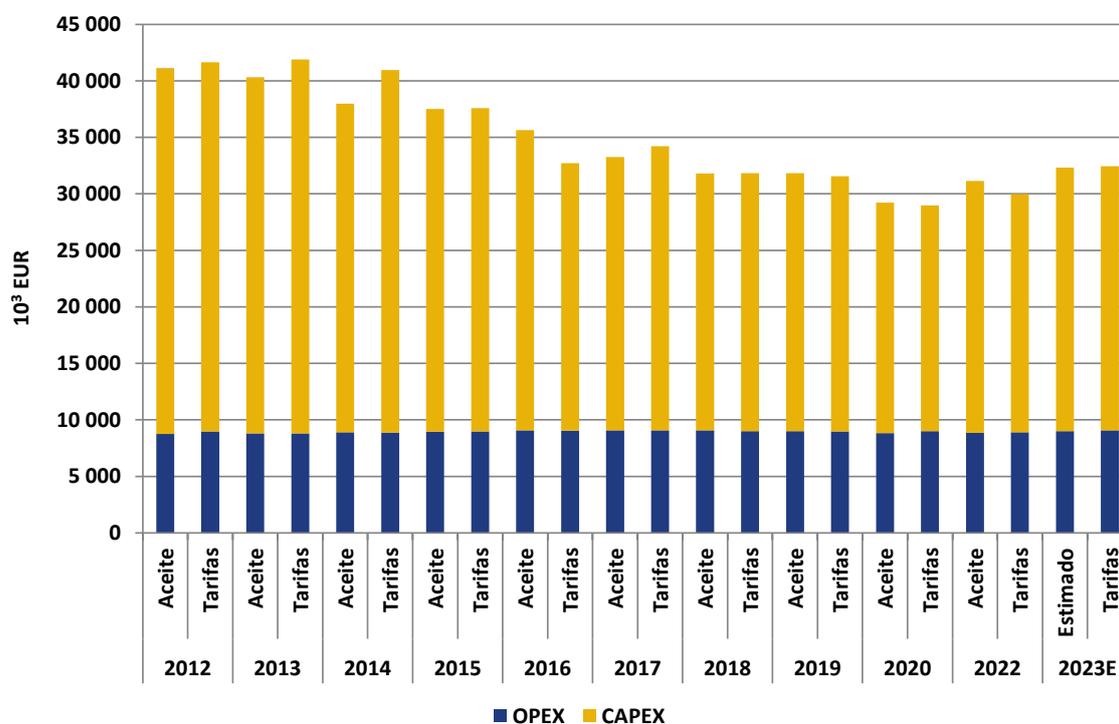
##### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 4-12 - Análise de desvios da Lusitaniagás  
(preços correntes)



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

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

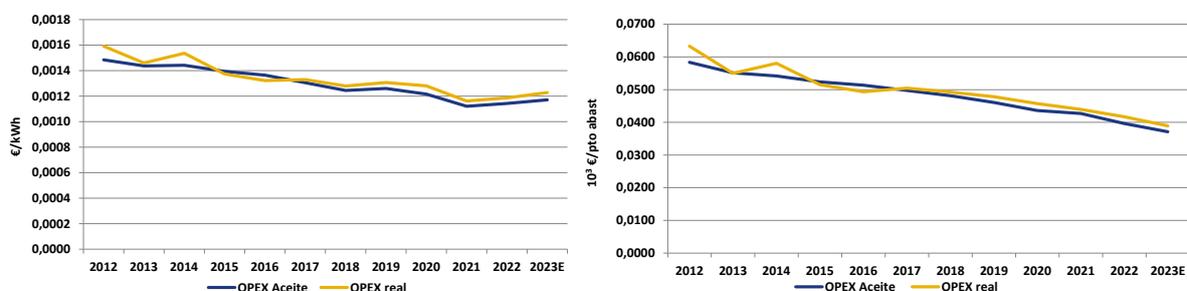


Em termos de desvios, com exceção de 2014, verifica-se que os proveitos permitidos definitivos (Aceite) são sempre inferiores aos valores faturados, o que se traduz em ajustamentos a receber pela empresa, que se acentuaram nos últimos anos à semelhança da generalidade dos ORD, como analisado anteriormente. A compensação tarifária paga pela Lusitaniagás diminui a diferença entre os proveitos permitidos definitivos e os proveitos faturados.

No que respeita à evolução dos proveitos permitidos constata-se que a sua variação decorre principalmente das variações registadas ao nível do CAPEX. Regista-se uma diminuição do nível de proveitos no anterior período de regulação, tendo-se mantido estável no atual, com ligeira tendência de subida nos últimos anos em análise.

## EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-14 - OPEX por *driver* de custo da Lusitaniagás  
(preços constantes de 2023)



Da análise às figuras acima expostas, verifica-se que o OPEX unitário real da empresa se tem mantido ligeiramente acima do estabelecido pela ERSE.

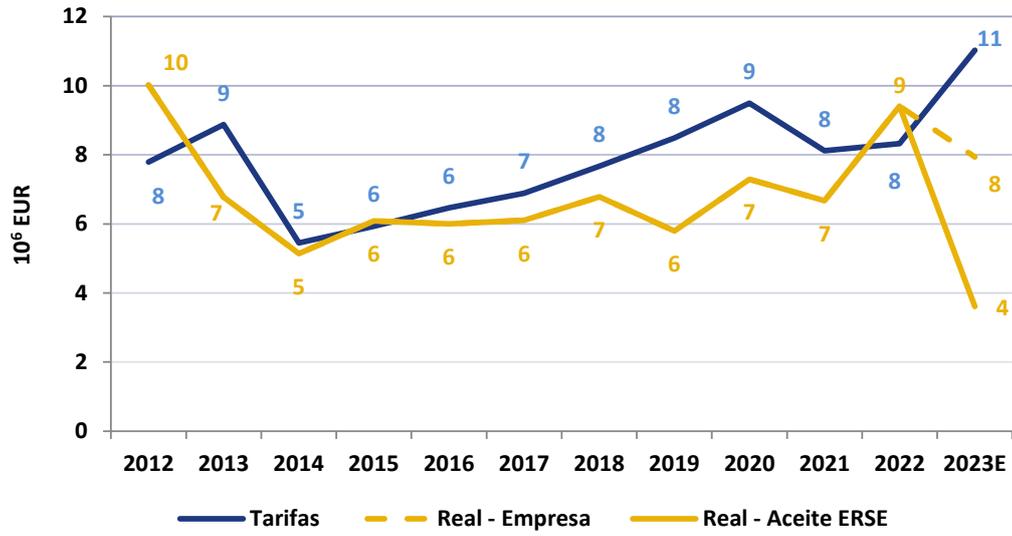
Quando comparada com a globalidade dos ORD, os custos unitários da Lusitaniagás encontram-se abaixo da média global.

## INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

A figura seguinte mostra a evolução do imobilizado que entra em exploração (Real – Empresa), onde se regista uma quebra acentuada até 2014 e um aumento a partir dessa data, acentuado nos últimos anos. Verifica-se que as previsões das entradas em exploração não se afastam muito dos valores efetivamente ocorridos.

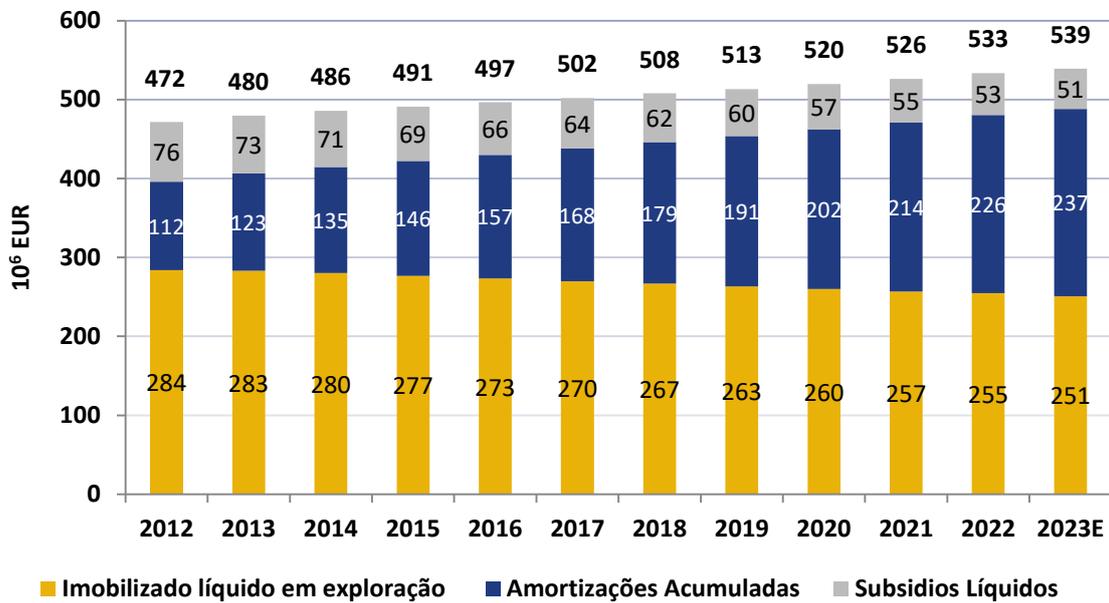
Aplicou-se também à Lusitaniagás um corte no investimento estimado aceite pela ERSE em 2023 (Real – Aceite ERSE).

Figura 4-15 - Evolução do imobilizado em exploração da Lusitaniagás



Em relação ao ativo real, verifica-se na figura seguinte uma redução do imobilizado em exploração.

Figura 4-16 - Evolução do ativo real da Lusitaniagás<sup>33</sup>

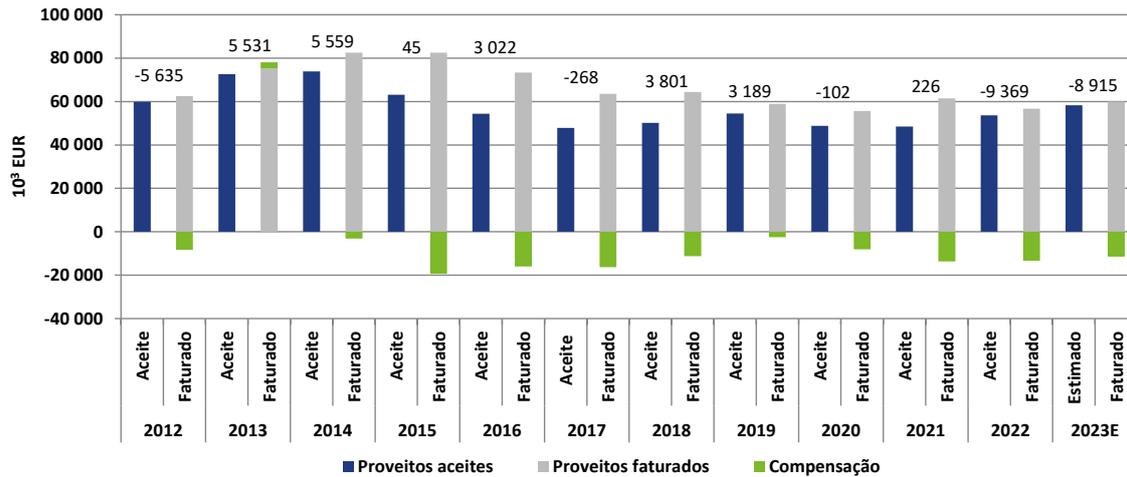


<sup>33</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

## 4.2.3 REN PORTGÁS

## EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

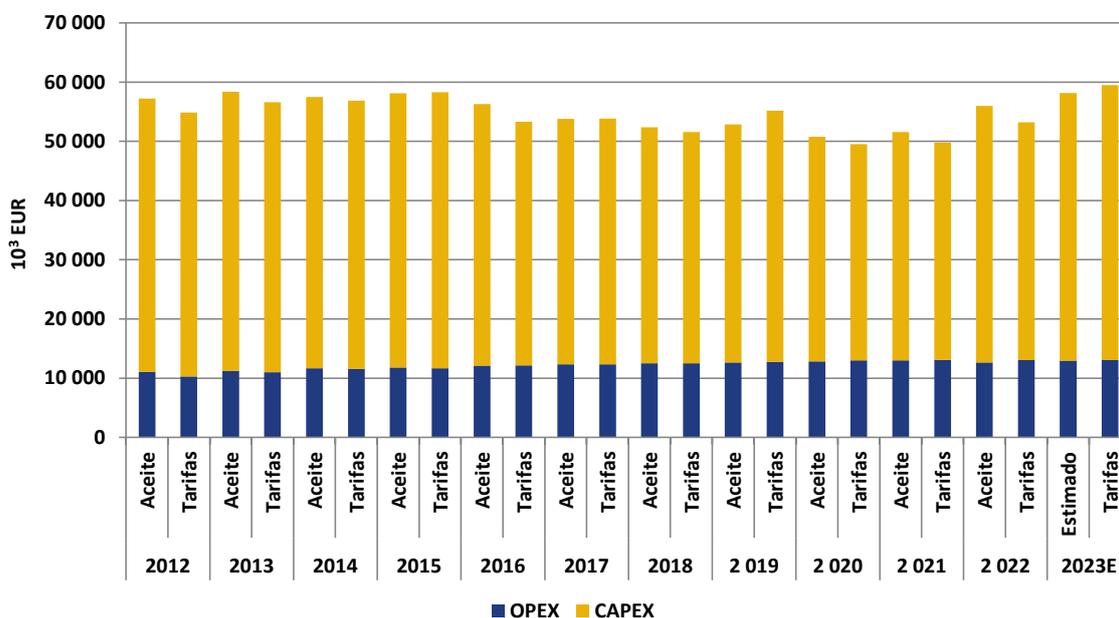
Figura 4-17 - Análise de desvios da REN Portgás  
(preços correntes)



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

A figura anterior revela que a REN Portgás regista alguma instabilidade nos desvios apurados, havendo anos com desvios pouco significativos a devolver ao sistema e outros com desvios elevados a favor da empresa. Em 2022 e 2023, os desvios estão em linha com os observados na generalidade dos ORD, que decorrem, sobretudo, da diminuição acentuada das quantidades veiculadas.

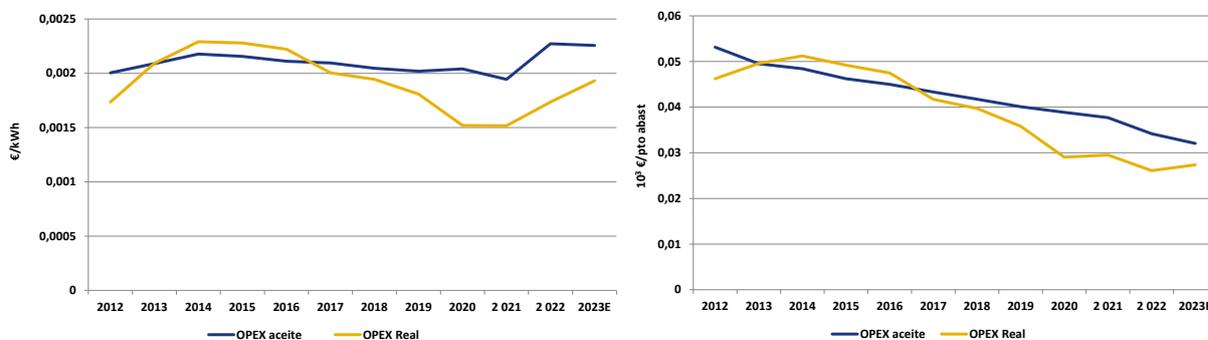
Figura 4-18 - Evolução dos proveitos permitidos da REN Portgás  
(preços correntes)



Como se observa pela figura anterior, embora mais estável que as empresas anteriores, o nível de proveitos permitidos da REN Portgás também regista um ligeiro decréscimo a partir de 2016, sendo que esta tendência se inverteu em 2022, devido, sobretudo, ao aumento da taxa de remuneração.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-19 - OPEX por driver de custo da REN Portgás  
(preços constantes de 2023)



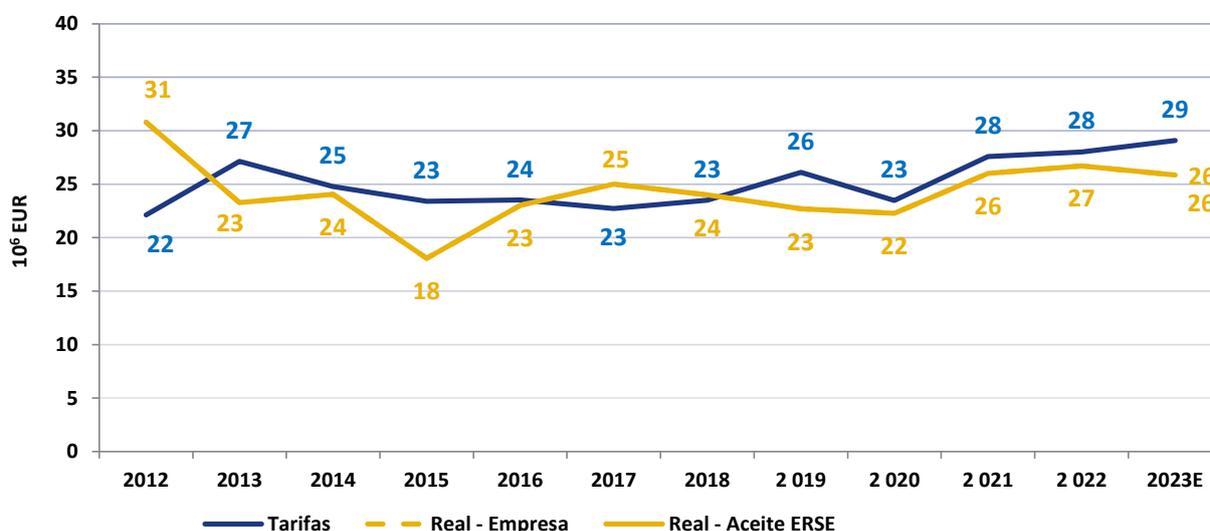
Verifica-se uma grande oscilação no OPEX unitário real da empresa quando comparado com o OPEX aceite, tanto em termos de energia como de pontos de abastecimento, em virtude da oscilação dos próprios custos reais. De registar que, nos dois últimos períodos de regulação, a empresa tem conseguido ultrapassar as metas definidas pelo Regulador.

Em média (considerando os anos reais de 2020 a 2022), a REN Portgás apresenta custos unitários inferiores à globalidade dos ORD, tanto em energia distribuída, como em pontos de abastecimento.

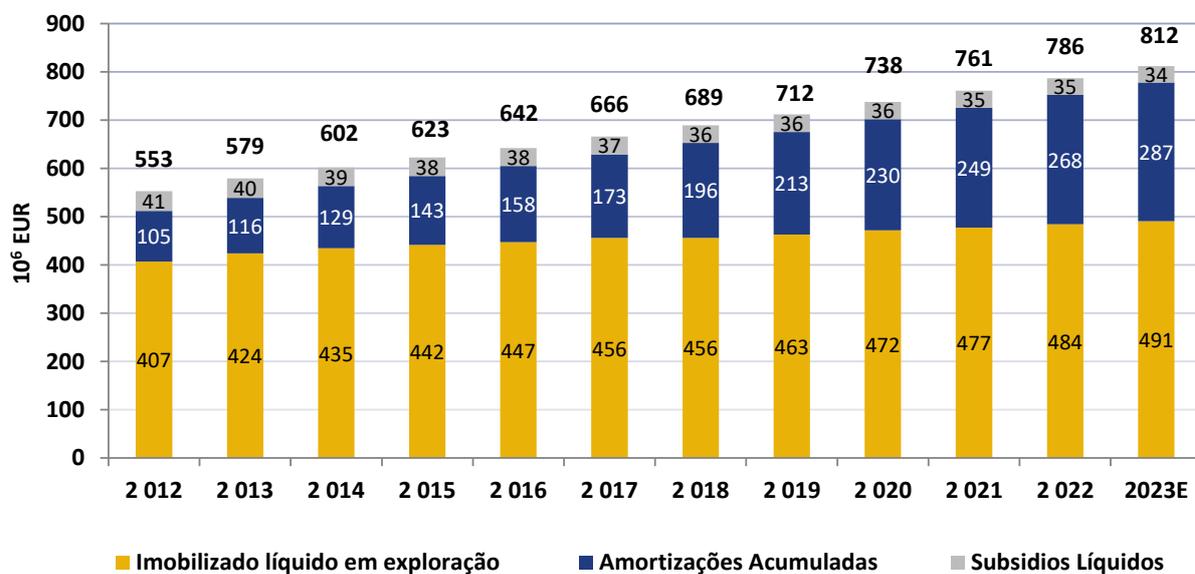
#### INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

A partir de 2013, tanto as previsões de investimento como os valores reais registam uma certa estabilidade, não divergindo significativamente. Tal como explicado anteriormente na análise global aos 11 ORD, aplicou-se à REN Portgás o exercício de monitorização dos investimentos abrangidos pelos PDIRD-G aprovados, não tendo resultado em nenhum corte de investimento aceite pela ERSE em 2022 e em ERSE em 2023.

Figura 4-20 - Evolução do imobilizado em exploração da REN Portgás



Tal como se pode observar na Figura 4-21, verifica-se um aumento do imobilizado líquido em exploração, pois o nível de investimento tem vindo a aumentar, sendo superior ao necessário para anular o aumento das amortizações acumuladas.

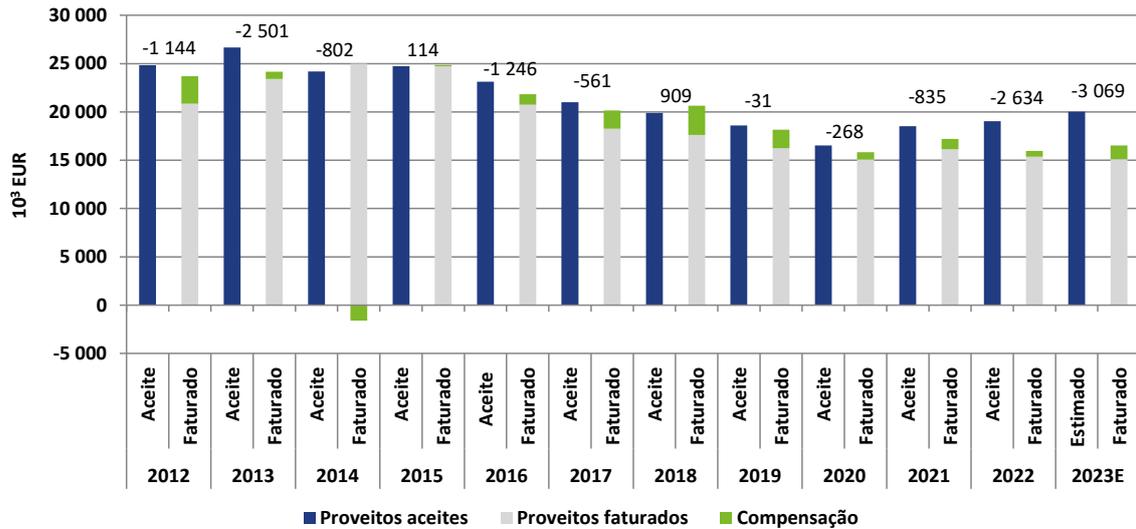
Figura 4-21 - Evolução do ativo real da REN Portgás<sup>34</sup>

<sup>34</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

4.2.4 SETGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

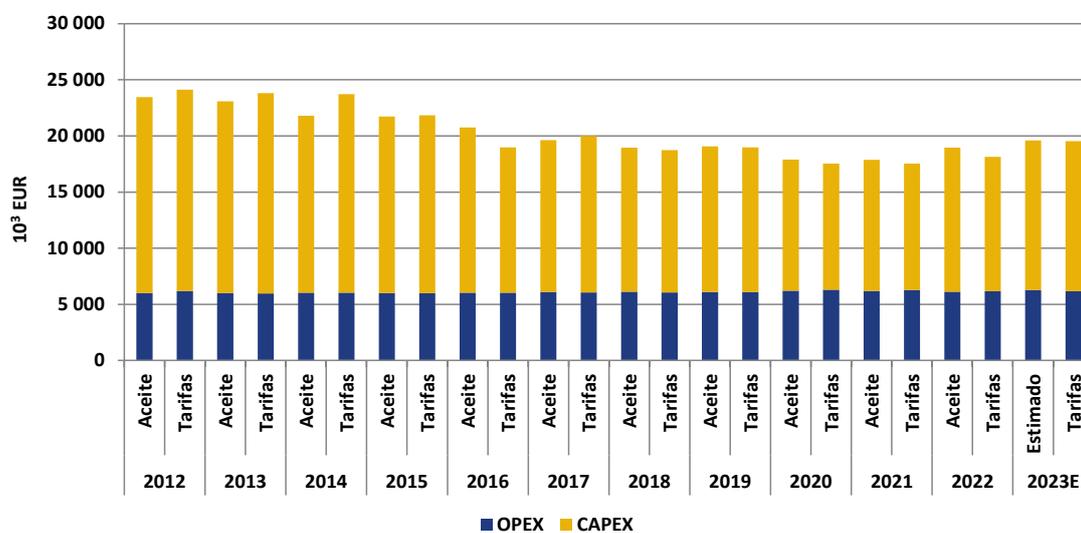
Figura 4-22 - Análise de desvios da Setgás  
(preços correntes)



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

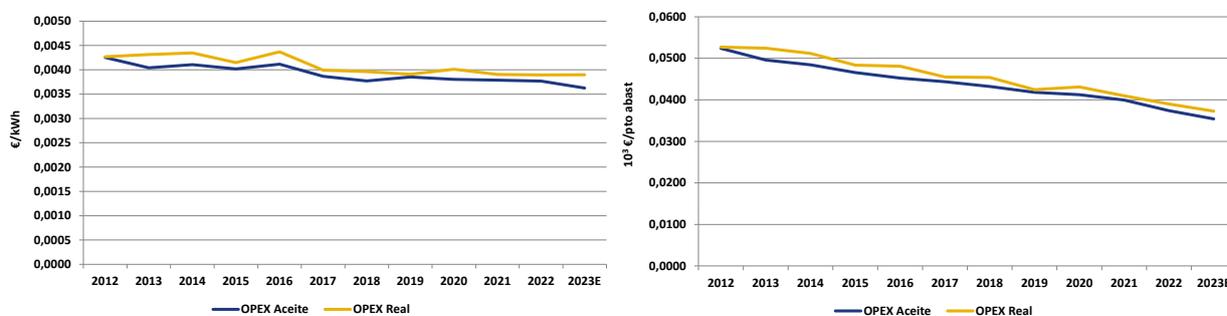
Em termos de desvios, salientam-se os anos de 2015 e 2018 como os únicos anos em análise onde se registam desvios a devolver pela empresa e, mas recentemente, os anos de 2022 e 2023 como aqueles em que o montante de desvio a devolver à empresa registou um valor mais elevado, à semelhança do valor agregado dos ORD. A Figura 4-23 evidencia que, tal como para os restantes ORD, no caso da Setgás os proveitos permitidos definitivos (Aceites) e os proveitos permitidos previstos são relativamente próximos.

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



EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-24 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes de 2023)



Da análise às figuras apresentadas, e comparando com as empresas anteriores, verifica-se uma maior distância entre os gastos reais e os proveitos permitidos.

Em termos de €/kWh, a média de 2020 a 2022 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

A figura seguinte ilustra o facto de, no período em análise, tanto as previsões de investimento como os valores reais registam uma certa estabilidade, não divergindo significativamente. Tal como explicado anteriormente na análise global aos 11 ORD, decorrente do exercício de monitorização dos investimentos abrangidos pelos PDIRD-G aprovados, aplicou-se também à Setgás um corte no investimento estimado aceite pela ERSE em 2023 (Real – Aceite ERSE).

Quanto à evolução do ativo, observa-se uma tendência de redução do imobilizado líquido em exploração, por via do acréscimo das amortizações acumuladas a um ritmo mais elevado que o do investimento em exploração.

Figura 4-25 - Evolução do imobilizado em exploração da Setgás

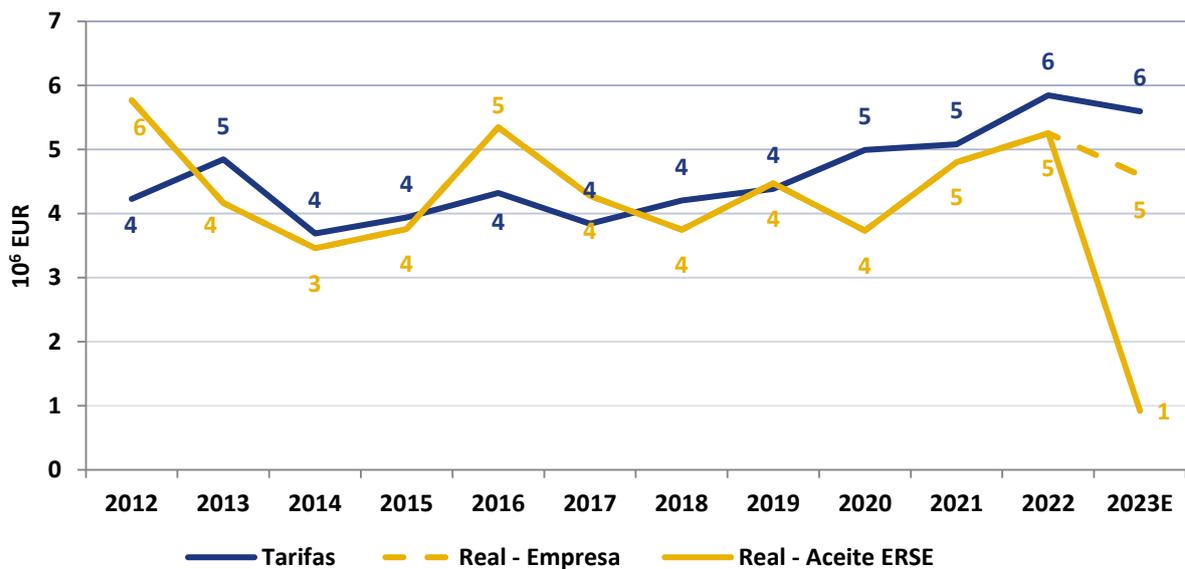
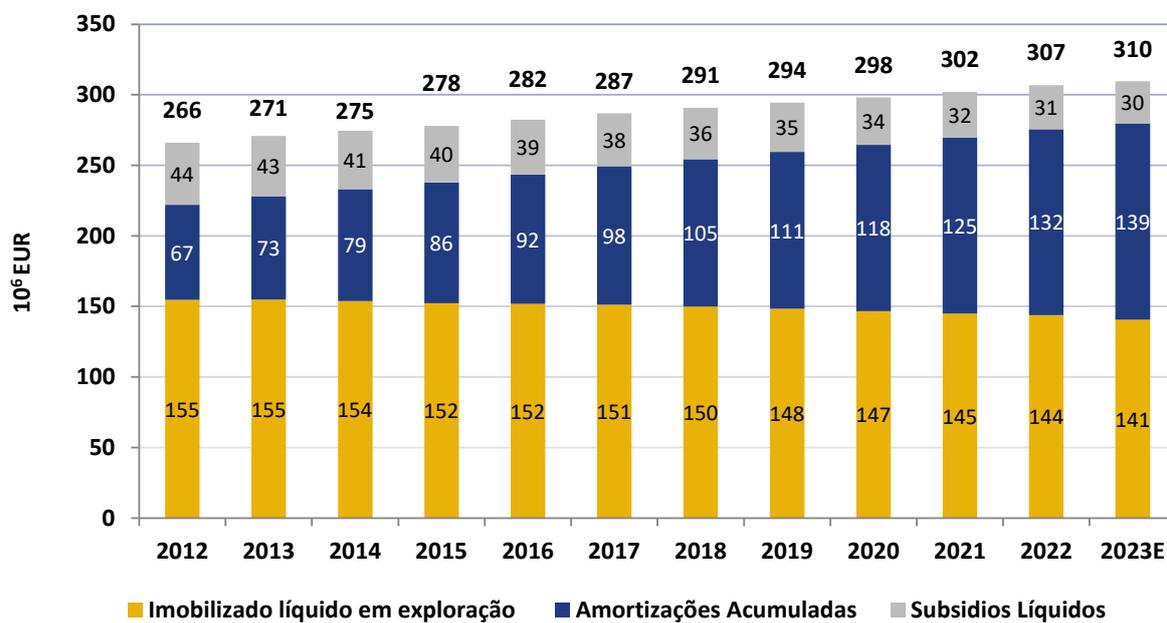


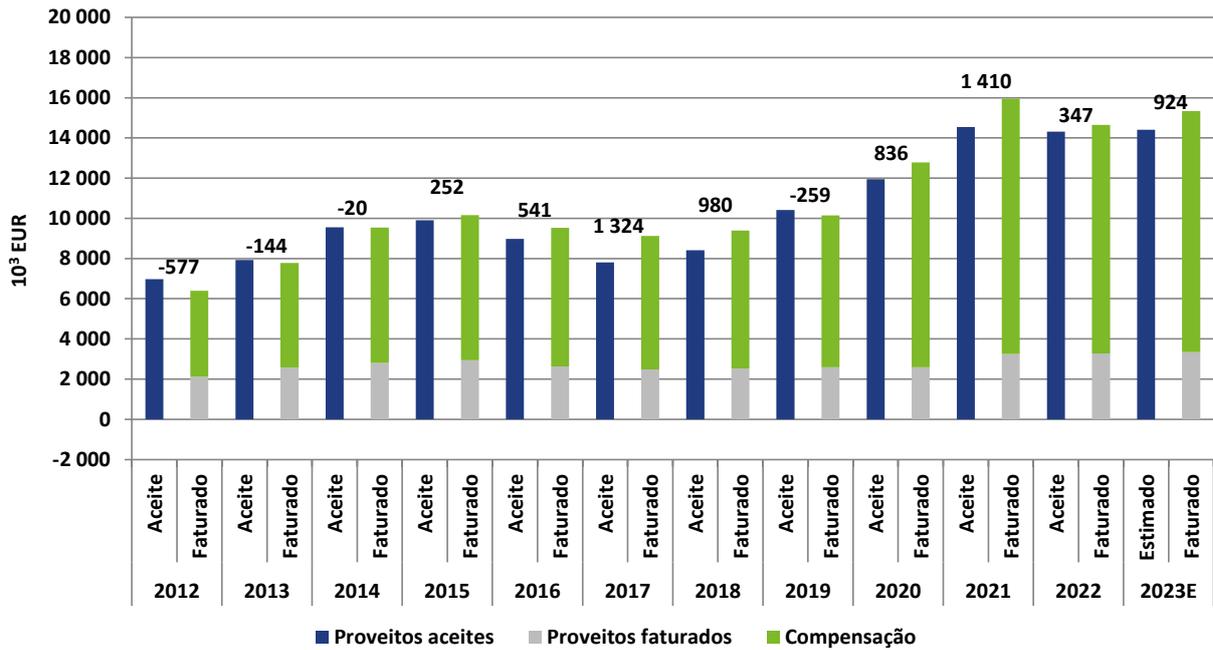
Figura 4-26 - Evolução do ativo real da Setgás<sup>35</sup>

<sup>35</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

4.2.5 SONORGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

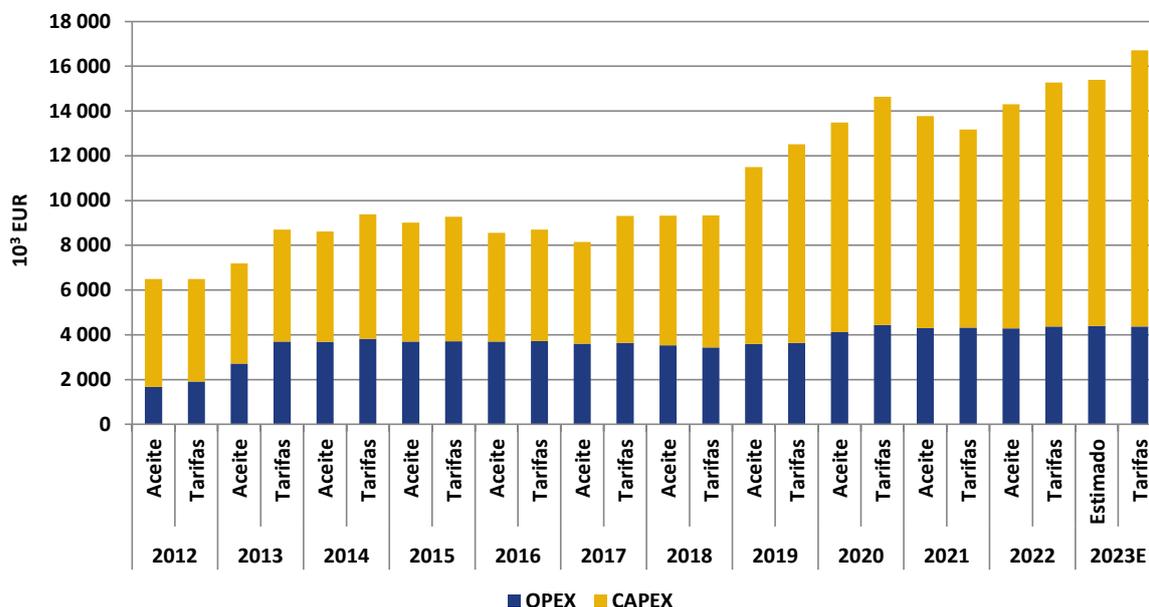
Figura 4-27 - Análise de desvios da Sonorgás  
(preços correntes)



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

Conforme demonstrado na Figura 4-27, até 2014 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, contrariamente ao verificado na maior parte dos restantes ORD.

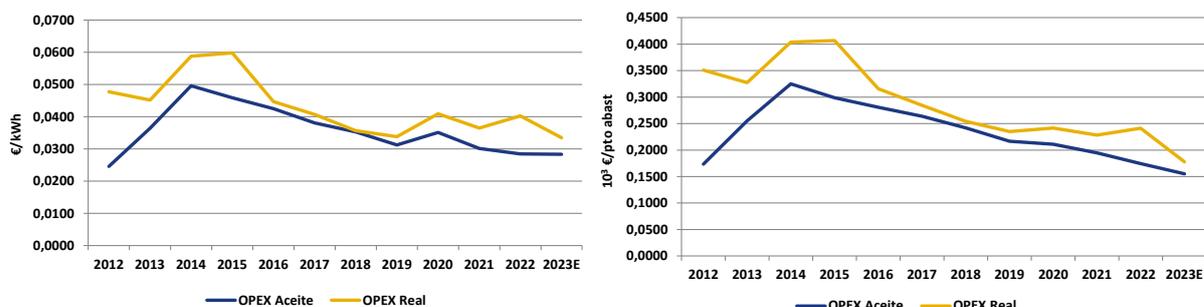
Figura 4-28 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás  
(preços correntes)



No que se refere à Sonorgás, o crescimento acentuado dos proveitos permitidos resulta do facto desta empresa estar em fase de desenvolvimento e com índices de crescimento elevados. Esta realidade observa-se tanto ao nível do OPEX como do CAPEX. No entanto, é de notar que os proveitos permitidos definitivos têm sido inferiores aos previstos.

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-29 - OPEX por *driver* de custo da Sonorgás  
(preços constantes de 2023)



Verifica-se que até 2016, o OPEX da Sonorgás afastava-se significativamente dos proveitos permitidos (OPEX Aceite), o que resultava do facto da repartição de gastos entre a atividade de Distribuição e de Comercialização facultada pela Sonorgás à ERSE para a definição de parâmetros para o período de regulação 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.

No período de regulação seguinte denota-se uma aproximação do OPEX da empresa aos proveitos permitidos definitivos (OPEX Aceite), o que demonstra uma maior facilidade da empresa em atingir as metas de eficiência definidas pelo Regulador. No último período de regulação (2020-2024), volta a acentuar-se a diferença entre o OPEX real da empresa e os valores aceites, o que pode evidenciar a dificuldade da empresa em cumprir com as metas impostas pela ERSE. Da análise da informação fornecida pela empresa no âmbito do processo tarifário, pode-se concluir que, em 2022, a rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) é a principal responsável pela divergência dos custos reais face aos definidos pela ERSE. Segundo a justificação apresentada pela empresa, esta evolução dos FSE decorre da expansão da atividade, em resultado da entrada em operação de vários novos polos associados às 8 licenças atribuídas em 2019, bem como da elevada inflação registada em 2022.

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

INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura 4-30 - Evolução do imobilizado em exploração da Sonorgás

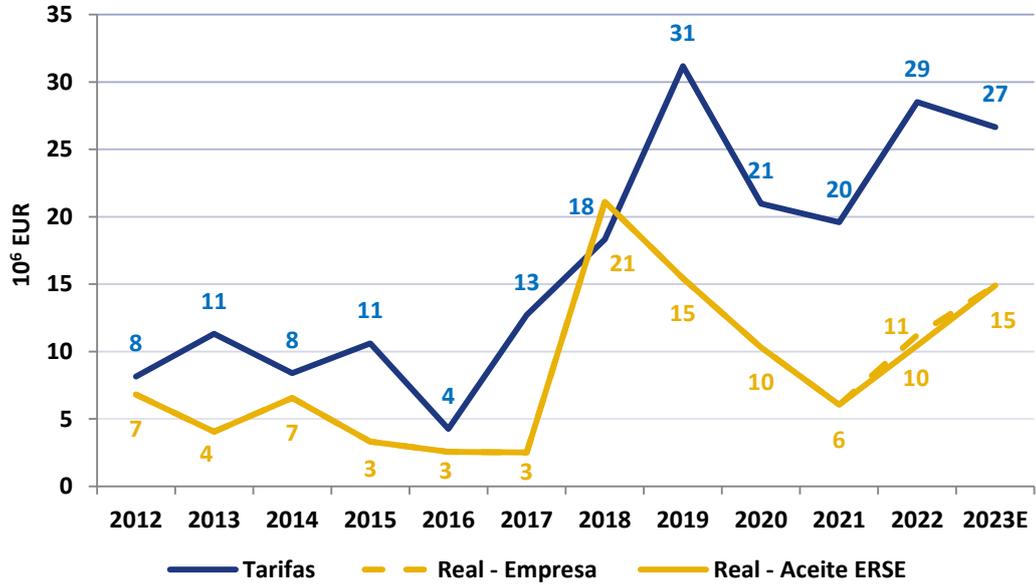
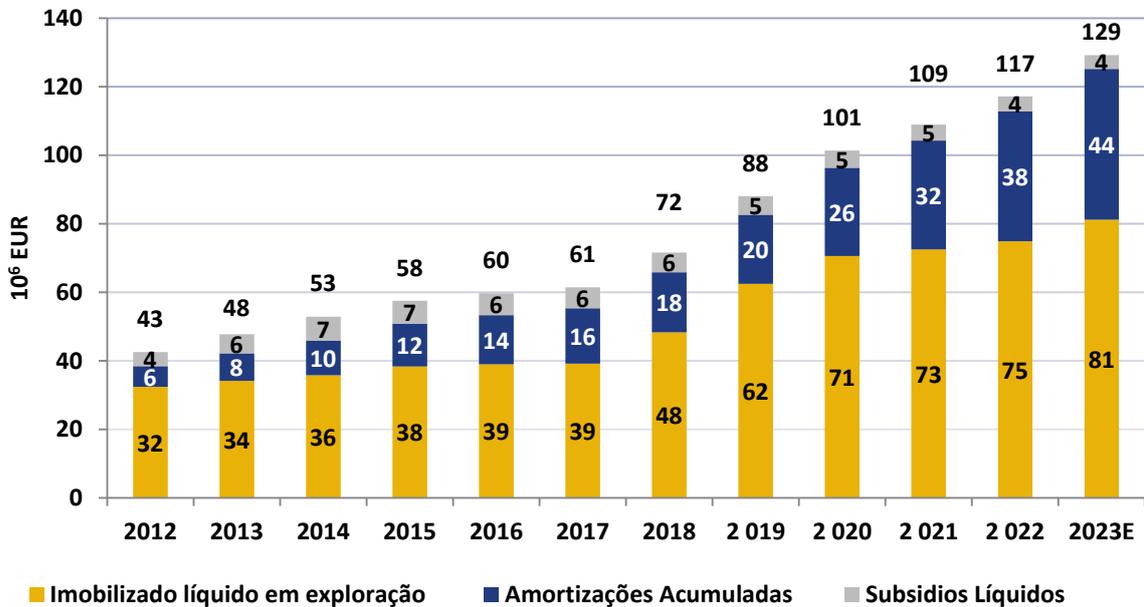


Figura 4-31 - Evolução do ativo real da Sonorgás<sup>36</sup>



<sup>36</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

Ao contrário das outras empresas, os valores previstos para as entradas em exploração da Sonorgás registam um aumento significativo a partir de 2018, justificados pelo investimento dos novos polos atribuídos a esta empresa, e encontram-se quase sempre acima dos valores reais. Assim, tem-se verificado um aumento do imobilizado líquido em exploração devido ao aumento do ativo bruto.

Tal como explicado anteriormente na análise global aos 11 ORD, decorrente do exercício de monitorização dos investimentos abrangidos pelos PDIRD-G aprovados, aplicou-se à Sonorgás um corte no investimento real aceite pela ERSE em 2022 (Real – Aceite ERSE).



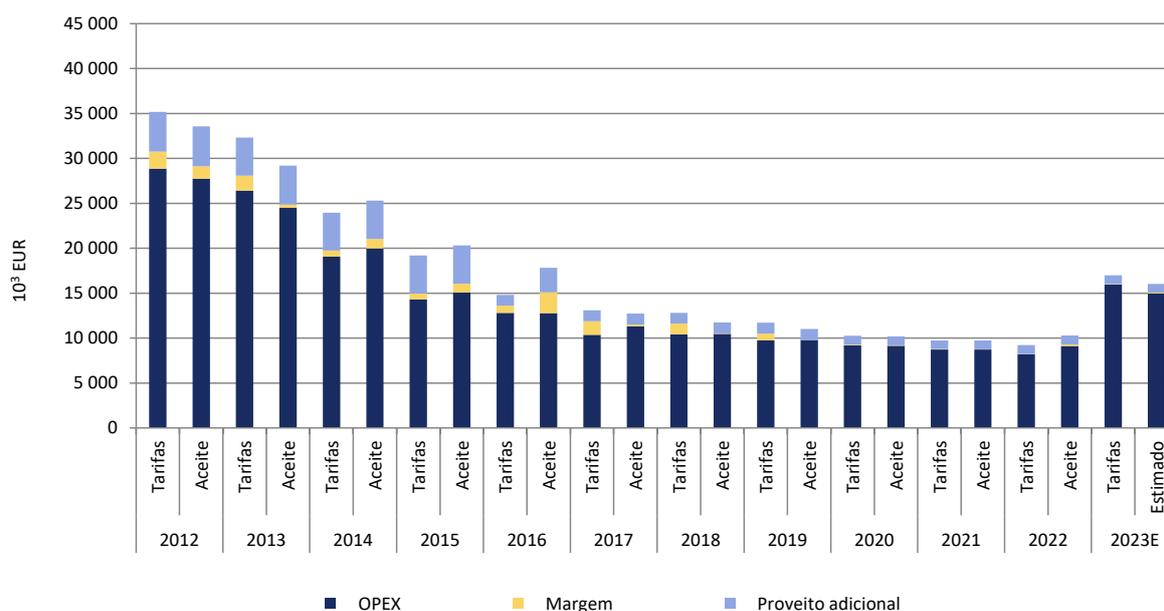
## 5 ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

### 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 e os proveitos permitidos definitivos desagregados nas suas diversas componentes (exclui-se o efeito dos ajustamentos de anos anteriores) para o universo dos 11 comercializadores de último recurso retalhistas (CURr). Registe-se que à atividade de Comercialização não estão associados custos com o investimento.

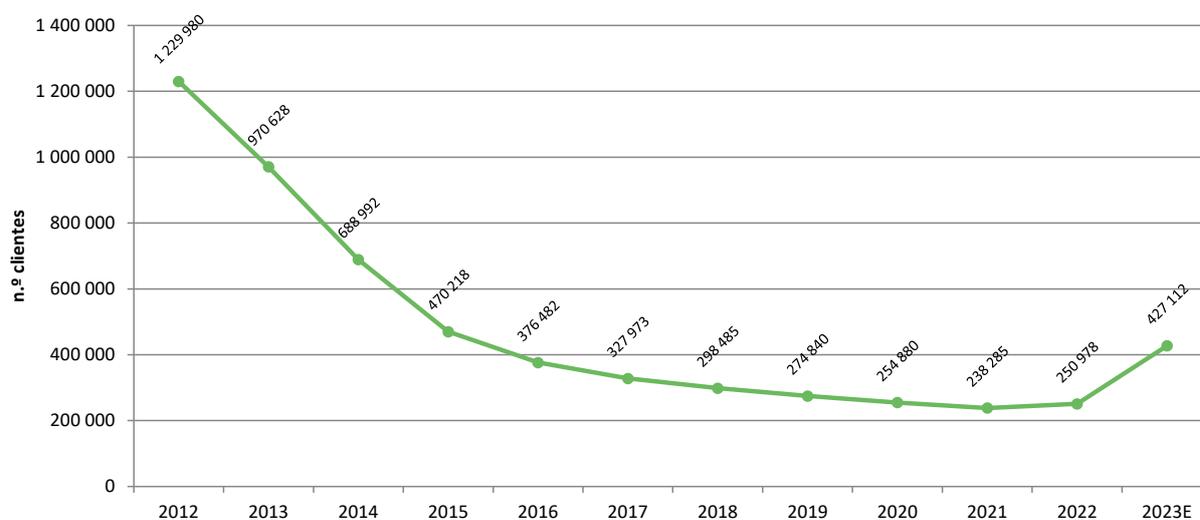
Figura 5-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 CURr  
(preços correntes)



De acordo com a figura verifica-se que, em termos globais, os proveitos permitidos têm diminuído ao longo dos anos. Esta tendência foi mais acentuada entre 2012 e 2017. 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 (Figura 5-2). Contudo, no ano 2023 assistiu-se a um acréscimo significativo dos proveitos, quer em tarifas, quer em estimativa de proveitos, o

que se deve essencialmente ao aumento do IPIB, com impacto no valor das componentes fixa e variável para cálculo do OPEX da atividade, e sobretudo ao aumento do número de consumidores. Este aumento decorreu da publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que estabeleceu um regime excecional e temporário que permitiu aos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> regressarem ao mercado regulado no contexto das medidas de mitigação dos impactos dos aumentos dos custos de energia resultantes do conflito militar entre a Ucrânia e a Rússia.

Figura 5-2 – Evolução do número de clientes



O valor estimado de 2023 corresponde ao valor reportado pelos CURr para efeitos de regulação.

Recorde-se, neste particular, o Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, e o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, que determinaram, respetivamente, a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10.000 m<sup>3</sup> a 31 de março de 2011 e aos clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>, a 31 de dezembro de 2014, para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup> e a 31 de dezembro de 2015, para os restantes casos. No entanto, estes prazos têm vindo a ser sucessivamente adiados, estando atualmente fixado, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo de 31 de dezembro de 2025 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>. Esta portaria determinou a extinção, a 31 de dezembro de 2022, das tarifas transitórias para os clientes com consumos anuais superiores a 10.000 m<sup>3</sup>.

A referida publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, ao estabelecer um regime excecional e temporário que tem permitido aos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>

regressar ao mercado regulado veio inverter o processo de *phasing out* da atividade conforme observado na Figura 5-2. Desta forma, passamos a observar duas tendências distintas da evolução dos clientes.

A metodologia regulatória aplicada a partir do ano gás 2013-2014 reflete essa tendência. Nesse ano gás passou a aplicar-se uma metodologia do tipo *price cap*, em que os proveitos permitidos da atividade de Comercialização variam com o número de clientes e com as quantidades de gás previstas vender. Posteriormente, a partir do ano gás 2016-2017, numa fase de maior estabilização do número de clientes, os proveitos da atividade de Comercialização passaram a evoluir diretamente com o número de clientes.

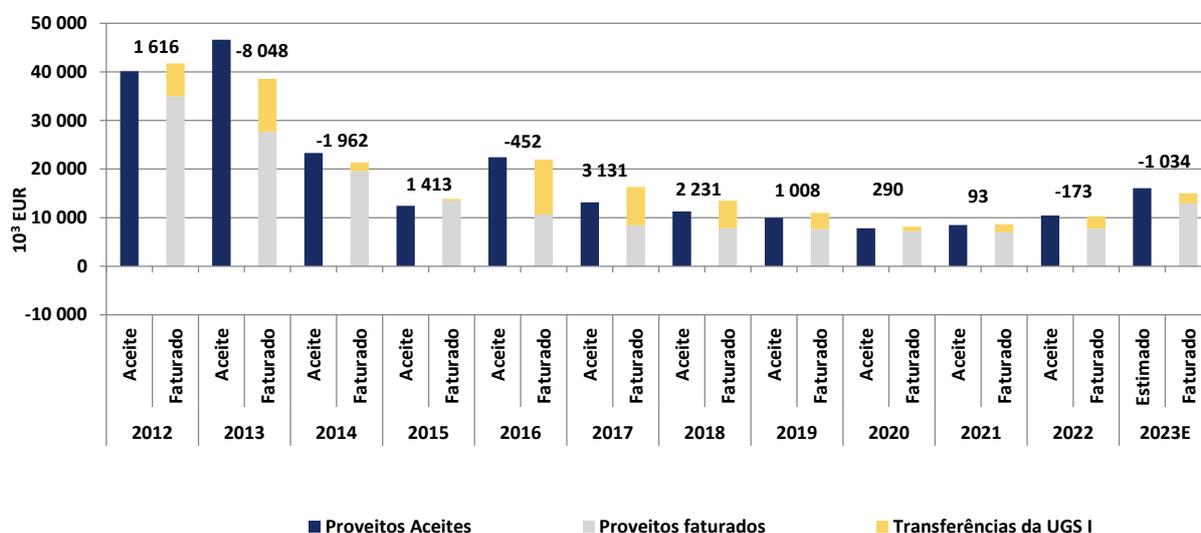
Em termos de desvios entre os proveitos permitidos definitivos e os valores previstos em tarifas, os mesmos não se afiguram significativos (Figura 5-1). Os desvios justificam-se pela diferença entre o número de clientes efetivamente ocorrido comparativamente ao número de clientes previstos para efeitos 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 5-3, verifica-se, entre 2012 e 2015, a existência de desvios significativos, sobretudo em 2013. Não obstante estes desvios resultarem em parte de desvios de faturação, em 2013, a metodologia de cálculo das transferências da UGS I<sup>37</sup> 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.

---

<sup>37</sup> As transferências da UGS I resultam da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização e os proveitos permitidos da função de comercialização. Esta situação decorre da necessidade de garantir a sustentabilidade económica numa situação de extinção de tarifas.

Figura 5-3 - Evolução dos desvios dos 11 CUR<sup>38</sup>  
(preços correntes)



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

### 5.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

O OPEX aceite corresponde aos proveitos permitidos definitivos considerados no cálculo do ajustamento por aplicação da componente fixa anual e da componente variável anual decorrente da base de custos determinada para cada período de regulação. Os gastos operacionais aceites, além do OPEX aceite, incluíram, até 2023, o proveito adicional de 4 euros por cliente determinado no contrato de concessão. Os gastos operacionais consideram ainda a margem associada ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e recebimentos. Os gastos operacionais reais correspondem aos gastos reais das empresas deduzidos dos rendimentos de exploração que não sejam resultantes da aplicação de tarifas.

A figura seguinte apresenta a evolução dos custos unitários por cliente, sendo possível concluir que até 2014 os gastos reais líquidos de rendimentos (excluindo provisões ou imparidades associadas a clientes) da generalidade das empresas analisadas seguiram a tendência dos proveitos permitidos.

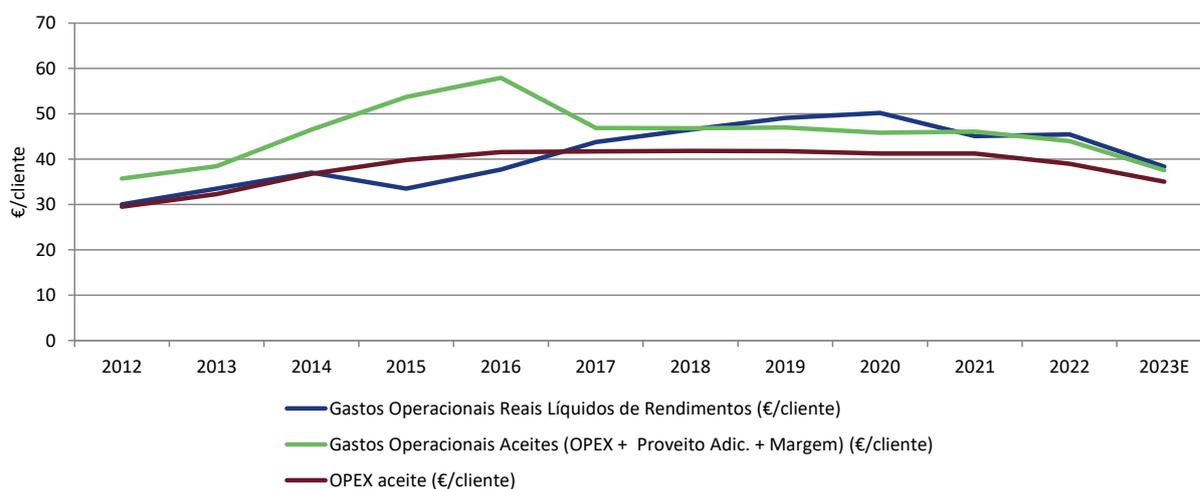
<sup>38</sup> No total dos proveitos faturados não aparece o montante de compensações tarifárias, pois no total das empresas as mesmas anulam-se.

No período analisado, correspondente ao início do processo de *phasing out* da atividade anteriormente referido, observa-se uma tendência de crescimento dos gastos reais líquidos unitários reportados pelas empresas, à exceção do ano de 2015, período em que se observa uma quebra significativa deste indicador retomando a tendência de subida acentuada nos anos seguintes.

A partir de 2017, os gastos reais têm seguido, genericamente, os gastos operacionais aceites.

Desde 2021 verifica-se uma ligeira tendência de redução dos gastos reais o mesmo sucedendo com o OPEX aceite e com os gastos aceites nos anos de 2022 e 2023.

**Figura 5-4 - Gastos unitários por cliente  
(preços constantes 2023)**



Conforme se pode observar, nos três últimos anos reais, em média, o proveito permitido definitivo unitário (OPEX aceite unitário) situa-se nos 38 EUR/cliente (preços constantes).

## 5.2 ANÁLISE POR EMPRESA

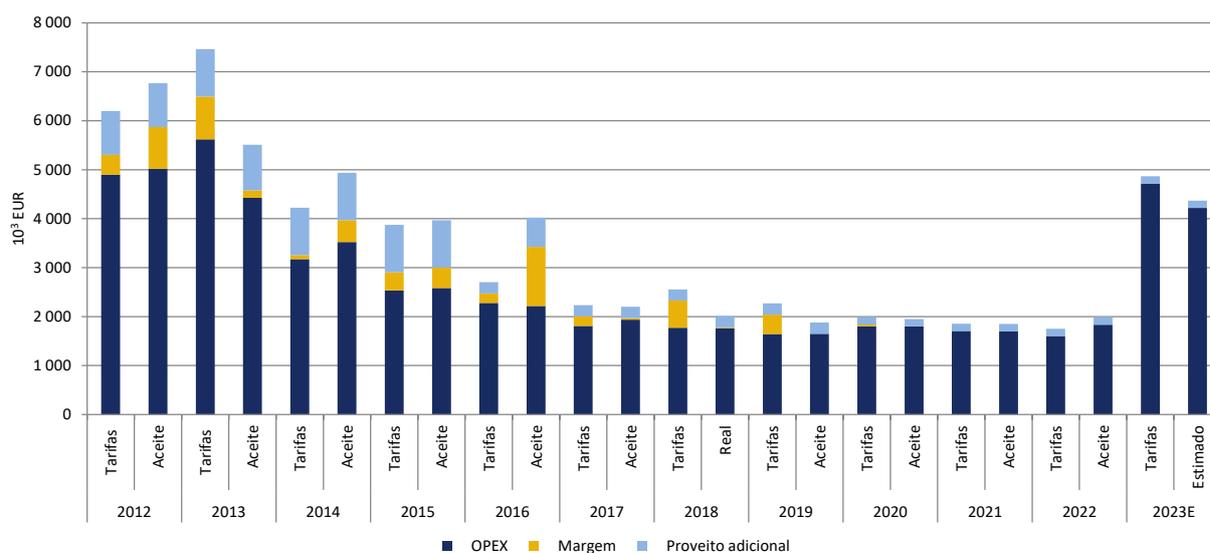
De seguida apresentam-se os indicadores de desempenho analisados no ponto anterior, mas individualizados para cinco operadores selecionados: EDP Gás, SU, Lisboagás, Lusitaniagás, Sonorgás e Tagusgás.

## 5.2.1 EDP Gás SU

## EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

A Figura 5-5 compara a evolução dos proveitos permitidos previstos em Tarifas com os proveitos permitidos definitivos calculados em ajustamentos (Aceite). Ao longo do período analisado, os valores considerados em tarifas, para a EDP Gás foram superiores aos valores aceites em ajustamentos em todos os anos à exceção de 2012, período 2014 a 2016 e 2022. O grande crescimento que se estima ocorrer em 2023 deve-se ao aumento do IPIB que serve para a atualização das parcelas fixa e variável aplicadas no cálculo do OPEX da atividade e sobretudo ao grande aumento de clientes previsto acontecer.

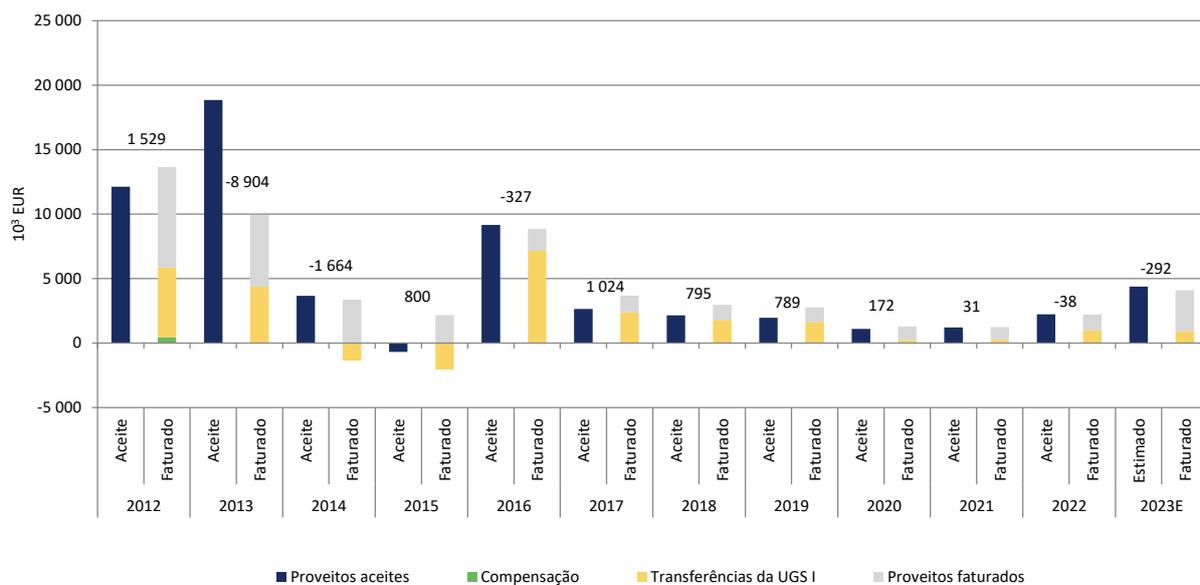
Figura 5-5- Evolução dos proveitos permitidos da EDP Gás SU  
(preços correntes)



No que respeita aos desvios totais, presentes na Figura 5-6, destaca-se, o desvio significativo registado em 2013. Não obstante este desvio resultar, em parte, de desvios de faturação, a metodologia de cálculo das

transferências da UGS I<sup>39</sup> foi a principal rúbrica responsável pelo aumento do desvio tarifário. Desde 2020 os desvios totais apresentam valores mais reduzidos.

Figura 5-6 - Análise de desvios da EDP Gás SU  
(preços correntes)

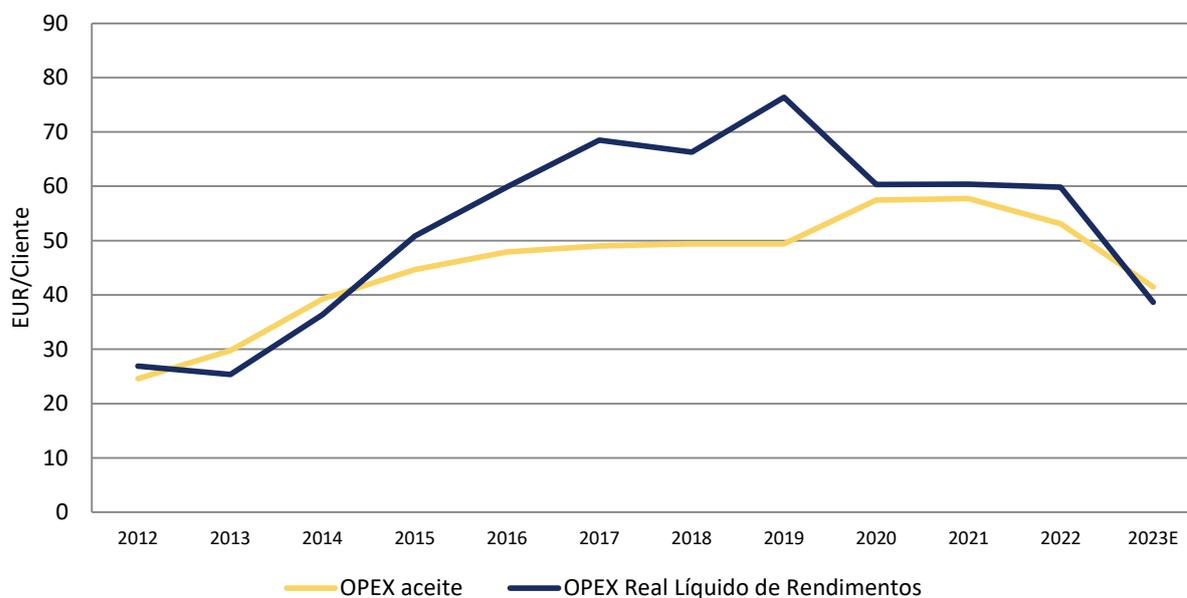


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

<sup>39</sup> As transferências da UGS I resultam da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de Comercialização e os proveitos permitidos da função de Comercialização. Esta situação decorre da necessidade de garantir a sustentabilidade económica numa situação de extinção de tarifas.

## EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 5-7 - OPEX por cliente da EDP Gás SU  
(preços constantes de 2023)



A partir de 2015 observa-se um afastamento entre o nível dos custos unitários reais e os proveitos unitários permitidos definitivos (OPEX aceite) da EDP Gás com uma tendência de crescimento mais acentuada do custo unitário real comparativamente ao custo unitário aceite. Apesar da volatilidade dos gastos reais a partir de 2017, o OPEX real por cliente, mas mantêm-se sempre acima do OPEX aceites.

Em termos de OPEX real por cliente, observa-se um valor médio para os últimos 3 anos fechados, claramente acima do valor médio registado pela média dos 11 CURR. O decréscimo do OPEX unitário estimado para 2023 não se deve ao decréscimo dos custos, mas sim ao grande aumento do número de clientes.

5.2.2 LISBOAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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

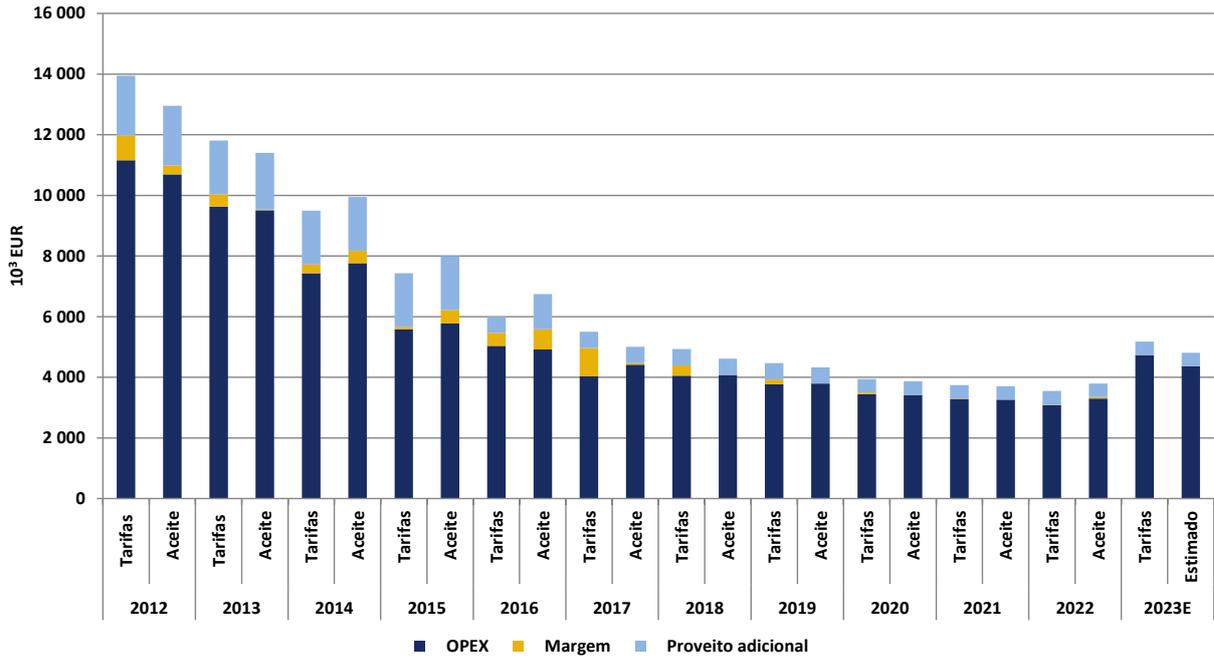
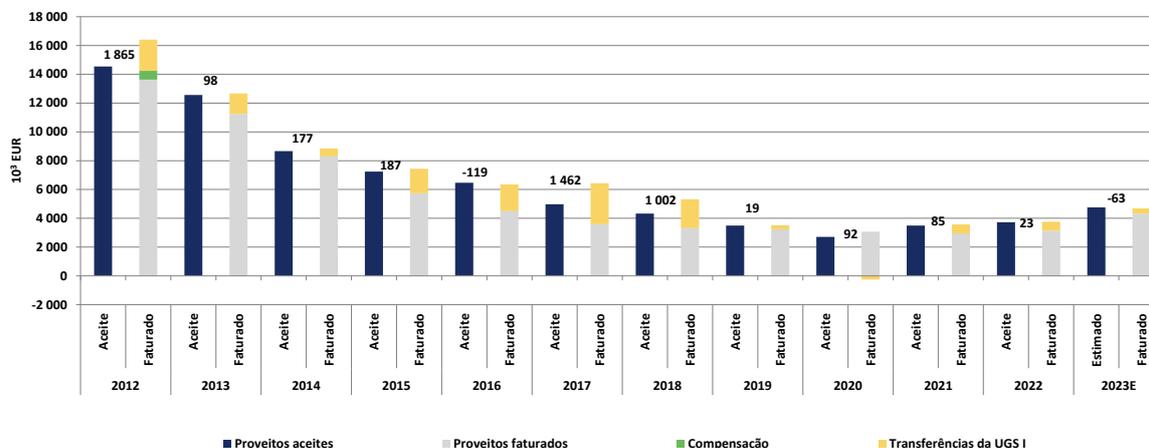


Figura 5-9 - Análise de desvios da LisboaGás  
(preços correntes)



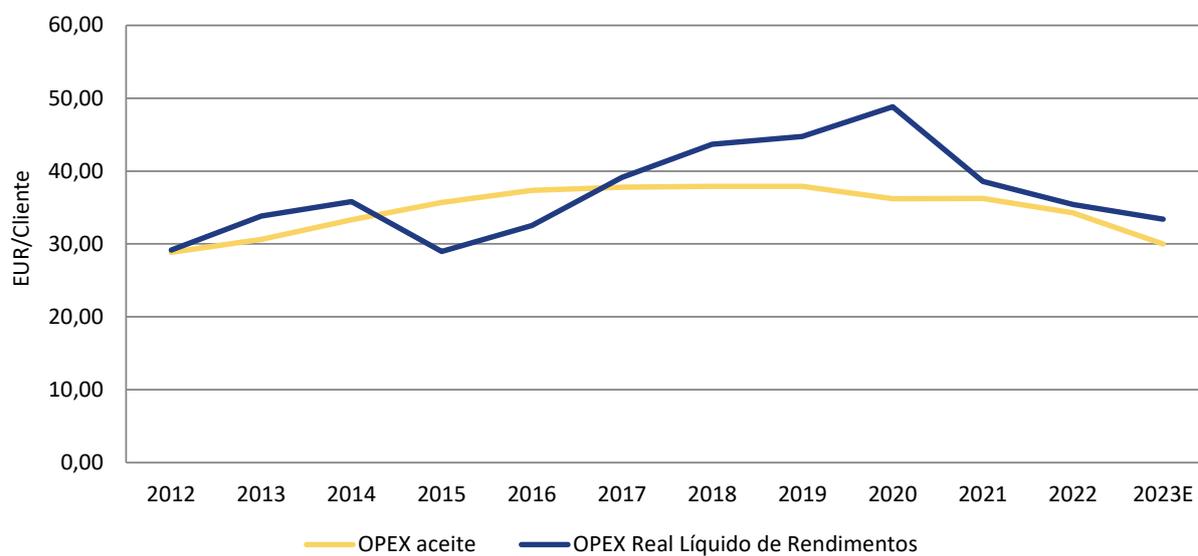
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema.

A LisboaGás tem seguido a tendência global histórica de decréscimo dos proveitos permitidos. Esta tendência foi menos evidente entre os anos de 2020 e 2022. Para 2023, estima-se um acréscimo dos proveitos permitidos que resulta do efeito conjugado do aumento significativo do número de consumidores e do IPIB que tem impacto nas componentes fixa e variável do OPEX da empresa.

Numa análise aos desvios totais ocorridos no período em análise destacam-se os anos de 2012, 2017 e 2018, em que os valores faturados acrescidos das transferências da UGS I superaram mais significativamente os proveitos permitidos calculados com base em valores reais. Nos últimos anos, observa-se que os valores dos desvios estão relativamente estáveis e são de reduzido montante.

## EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 5-10 - OPEX por cliente da Lisboagás  
(preços constantes de 2023)



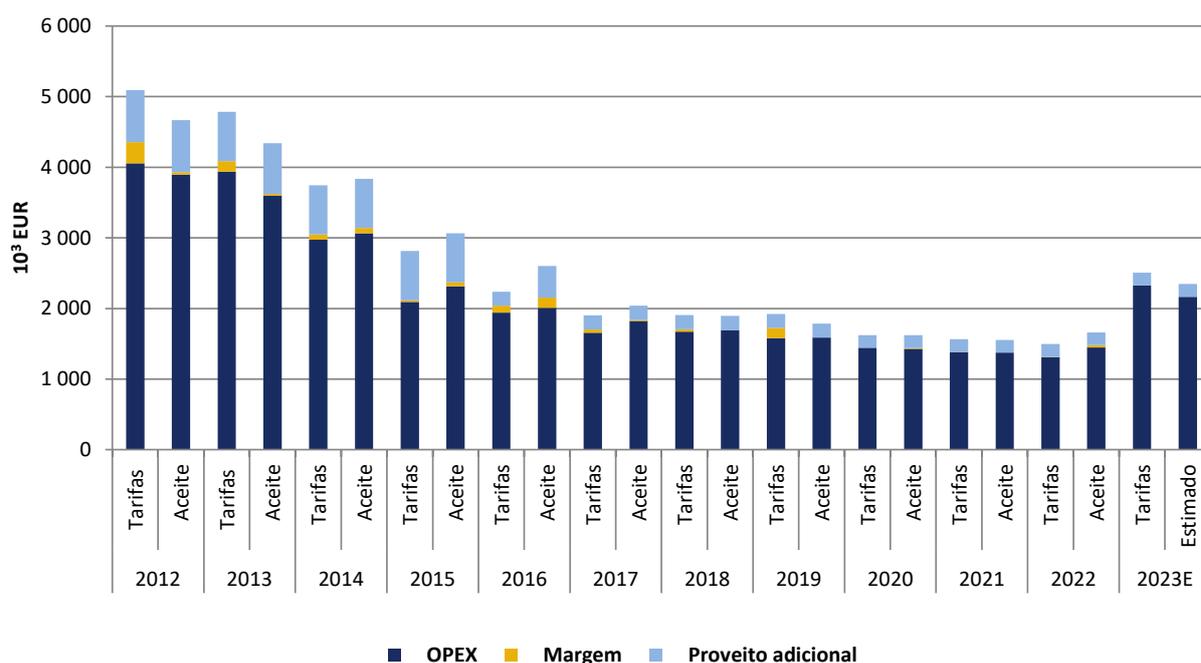
Após um decréscimo acentuado em 2015, o OPEX real por cliente cresceu significativamente para níveis acima do OPEX aceite, em particular até 2020. O diferencial entre estas duas series corresponde, em certa medida, ao valor do proveito adicional e à margem.

Em termos comparativos com a média dos 11 CURR, o OPEX real unitário por cliente da Lisboagás tem sido inferior ao valor médio apresentado pelos 11 CURR.

## 5.2.3 LUSITANIAGÁS

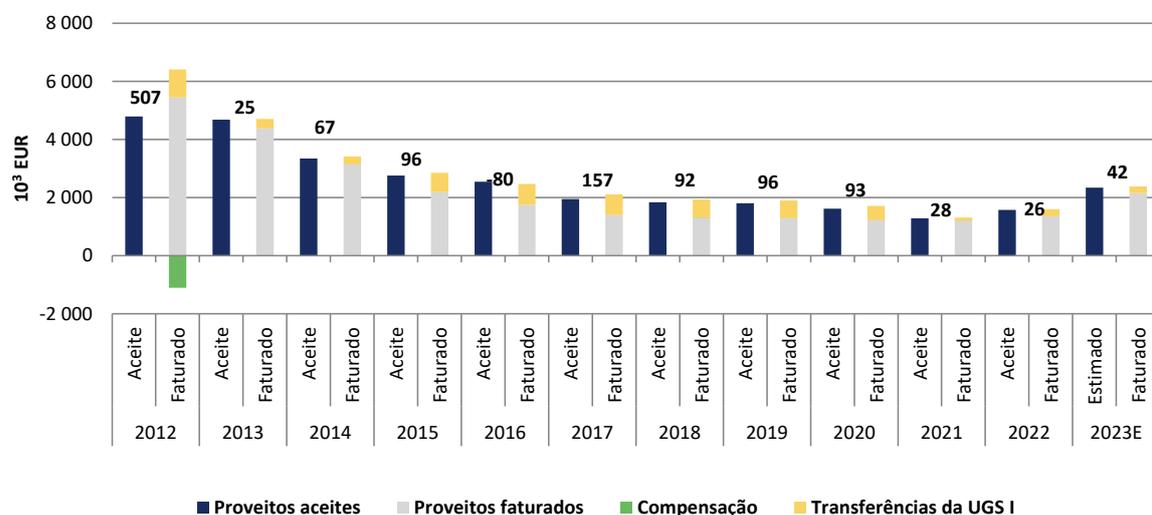
## EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura 5-11 - Evolução dos proveitos permitidos da Lusitaniagás  
(preços correntes)



A Lusitaniagás apresenta, tendencialmente, proveitos permitidos definitivos (Aceite) semelhantes aos previstos (Tarifas), o que se traduz em desvios de gastos pouco significativos. O mesmo se passa quando analisamos a Figura 5-12, onde se observa que os desvios totais estão sobretudo a ser influenciados pelas transferências da UGS I e pelas compensações tarifárias entre operadores.

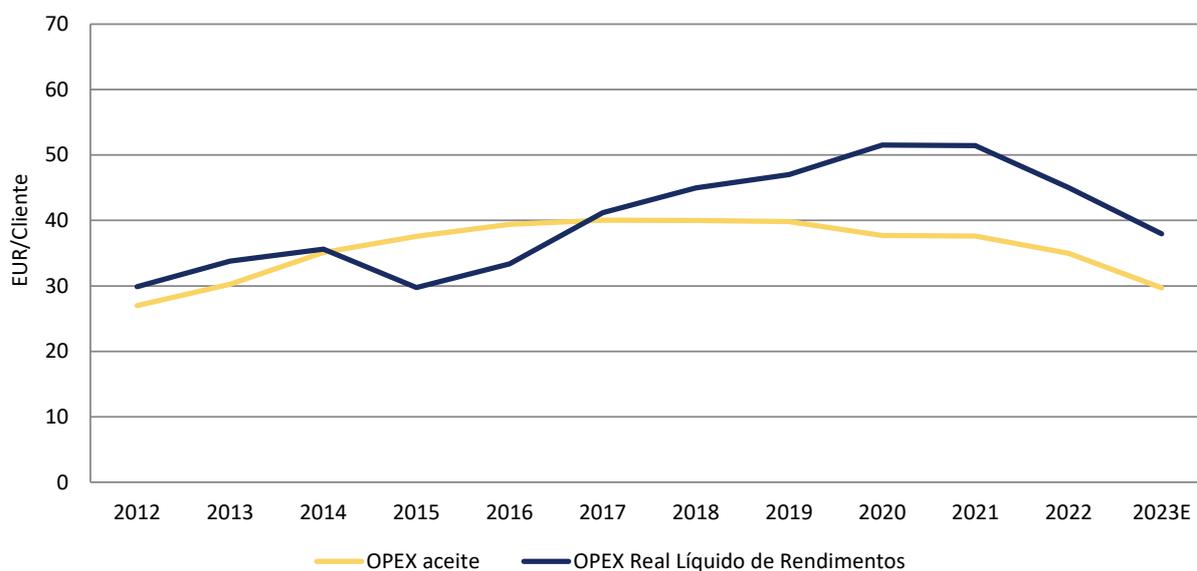
Figura 5-12 - Análise de desvios da Lusitaniagás  
(preços correntes)



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 5-13 - OPEX por cliente da Lusitaniagás  
(preços constantes de 2023)



Na Lusitaniagás, à semelhança do ocorrido na Lisboaagás, a partir de 2015 o OPEX real por cliente aumentou significativamente, tendo atingindo a partir de 2017 níveis acima dos aceites.

## 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 gastos aceites para efeitos tarifários a rubrica de proveito adicional por cliente.

Figura 5-14 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás  
(preços correntes)

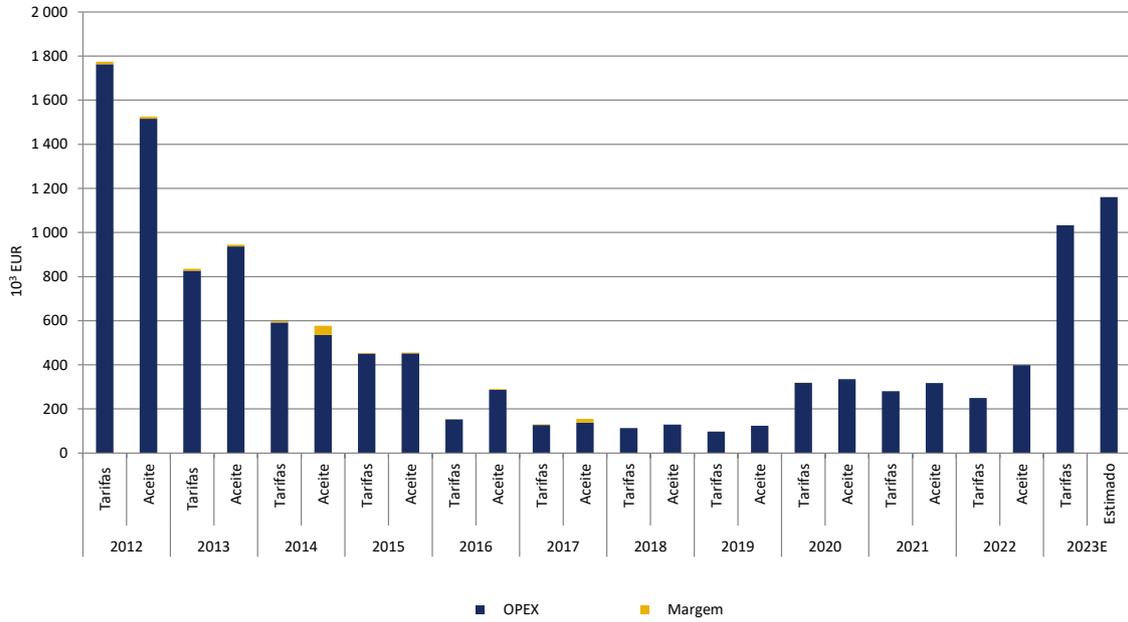
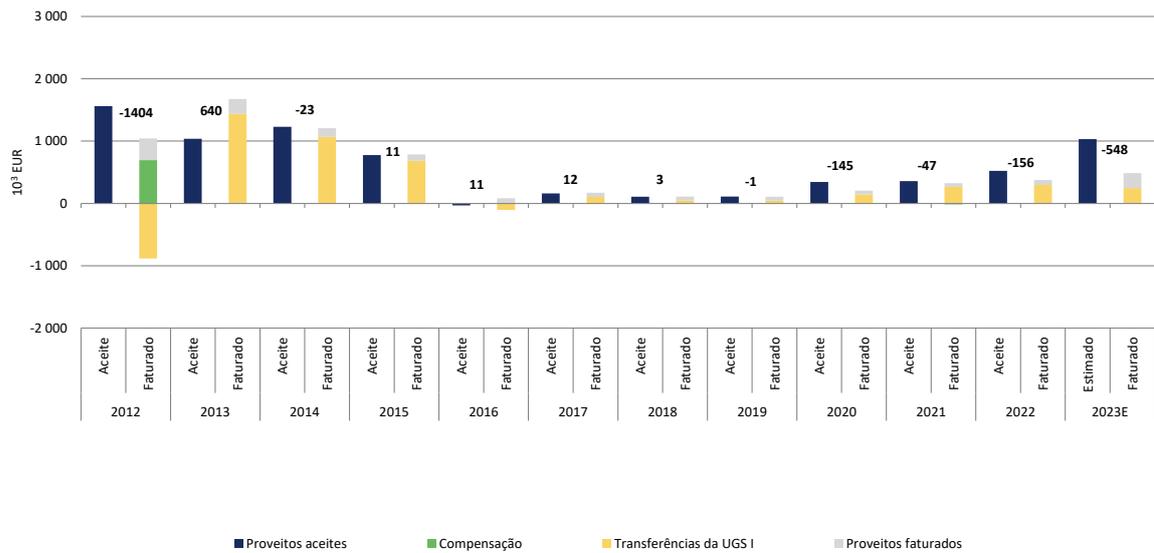


Figura 5-15 - Análise de desvios da Sonorgás  
(preços correntes)



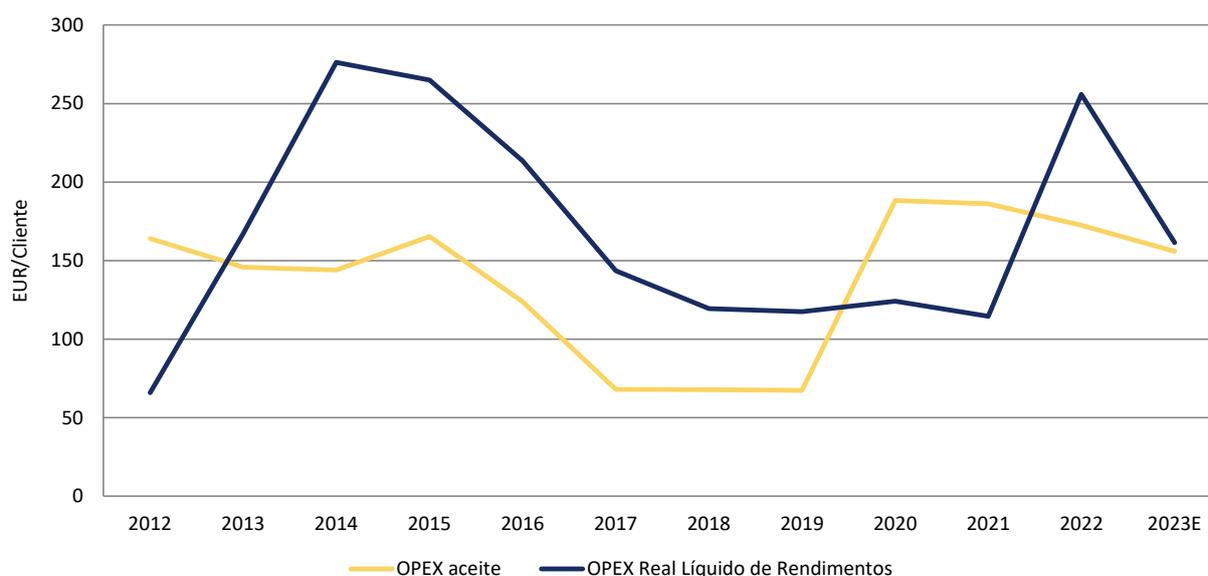
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

Verifica-se pela análise da Figura 5-14 que durante o período em análise, apenas em 2012, se verificou um desvio de custos a devolver ao sistema. Para 2023 estima-se um acréscimo dos proveitos permitidos que resulta do efeito conjugado do aumento significativo do número de consumidores e do IPIB, com impacto nas componentes fixa e variável do OPEX da empresa.

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, tal como se pode observar na Figura 5-15.

#### EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 5-16 - OPEX por cliente da Sonorgás  
(preços constantes de 2023)

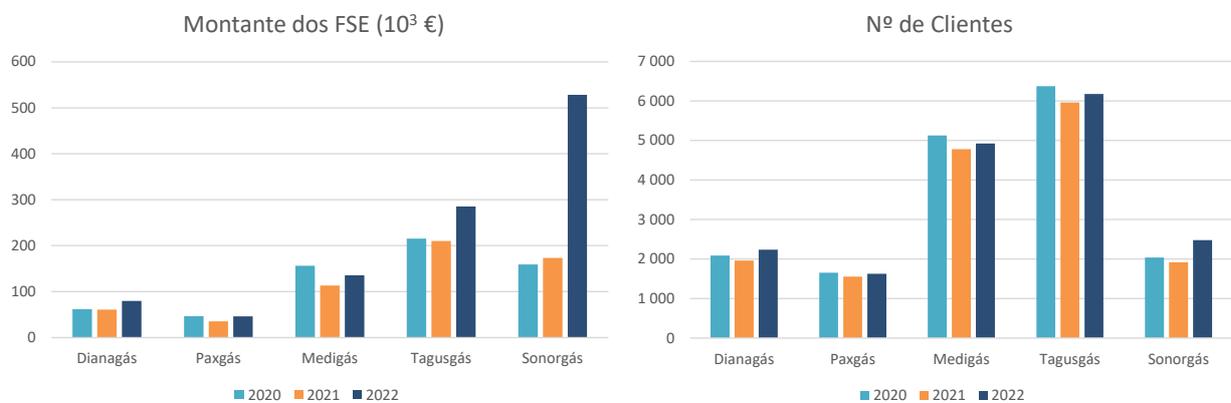


Pela Figura 5-16 é possível observar que entre 2013 e 2019, a Sonorgás reportou valores de OPEX significativamente superiores aos aceites, observando-se o pico desta diferença no ano de 2014. Após 2020, primeiro ano do período de regulação de 2020 a 2023, observa-se uma nova inversão com o OPEX real inferior ao aceite nos anos de 2020 e 2021. Posteriormente, o OPEX voltou a superar o aceite. Estima-se para 2023 uma aproximação entre as duas variáveis.

Em termos comparativo, a Sonorgás regista valores de OPEX por clientes muito elevados, superiores aos 160 €/cliente, significativamente superiores ao valor médio registado pelos 11 CURR., que ronda os 38 €/cliente.

Uma análise às rubricas de gastos reais da Sonorgás permitiu observar que o gasto com os Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) é o fator explicativo do elevado gasto unitário real da empresa, como mostra a Figura 5-17 que compara o nível dos FSE entre os 5 CURr com o menor número de clientes.

Figura 5-17 – Relação entre FSE e o número de clientes

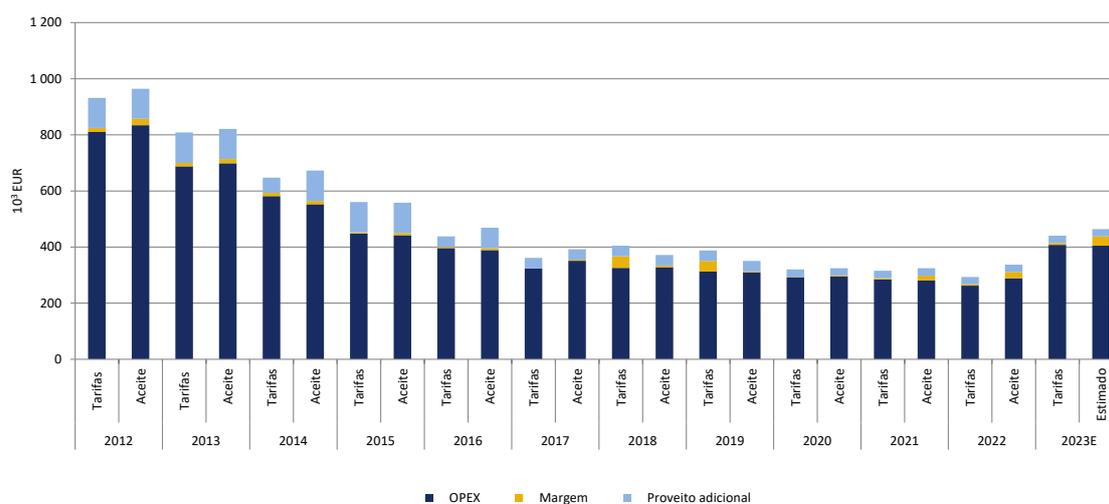


A amplitude do desfasamento de custos identificada evidencia a clara necessidade de adaptação da estrutura de gastos da Sonorgás às especificidades da atividade de Comercialização de último recurso.

## 5.2.5 TAGUSGÁS

## EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

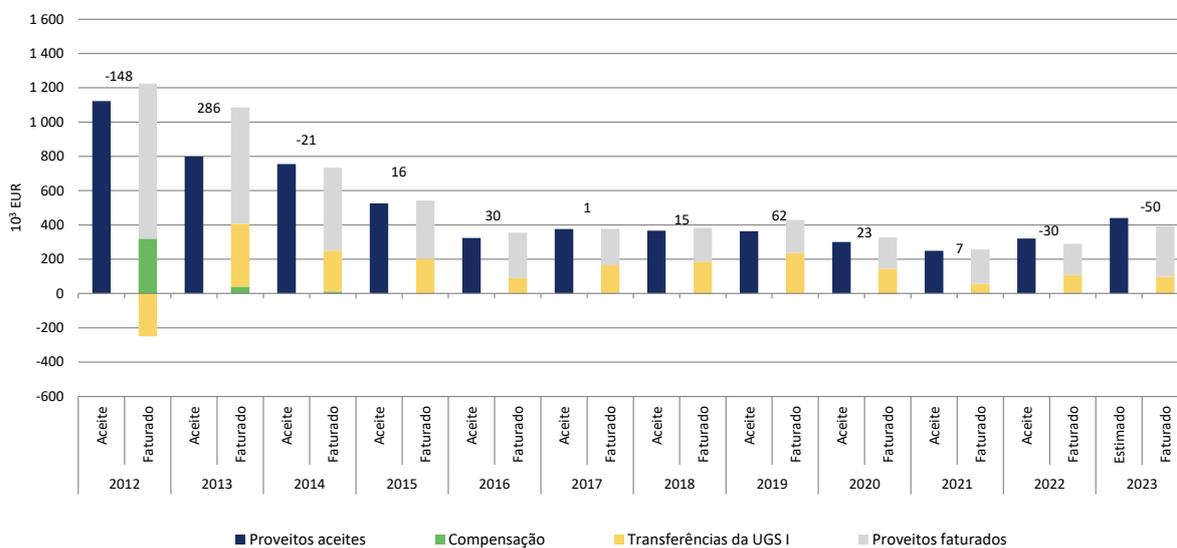
Figura 5-18 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás  
(preços correntes)



A Figura 5-18 mostra que, na generalidade dos anos, a Tagusgás apresenta proveitos permitidos definitivos superiores (Aceite) aos previstos (Tarifas), o que se traduz em desvios a receber pela empresa.

Esta situação encontra-se também evidenciada ao nível dos desvios totais, presente na Figura 5-19. 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

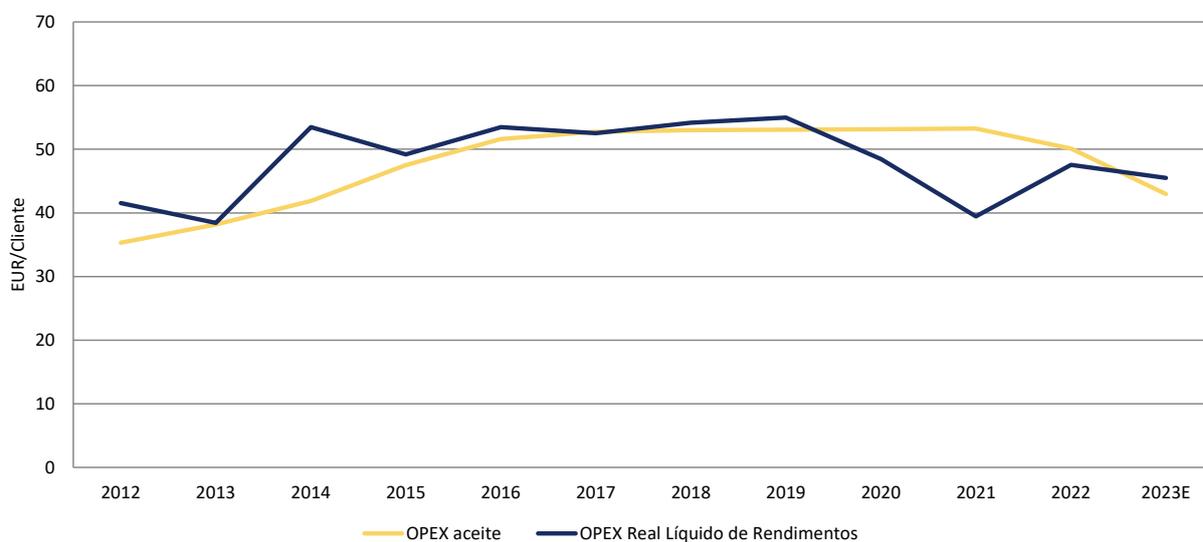
Figura 5-19 - Análise de desvios da Tagusgás  
(preços correntes)



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 5-20 - OPEX por cliente da Tagusgás  
(preços constantes de 2023)



Até 2019, a Tagusgás apresentou valores de OPEX em linha com os aceites. Excepcionalmente, em 2012 e 2014, a Tagusgás apresentou valores sensivelmente superiores ao OPEX aceite. A partir de 2020, o OPEX real decresce para níveis inferiores ao aceite. Esta redução deve-se, sobretudo ao aumento do número de clientes da empresa.

Em termos comparativos, a empresa apresenta um valor médio de 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, até ao primeiro semestre de 2016, por uma metodologia de alisamento do custo do capital ao nível do CAPEX. A partir dessa data, o CAPEX segue uma metodologia de *rate of return*. 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%)<sup>40</sup>.

De seguida apresenta-se a forma de cálculo do RoR<sup>41</sup> 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 (RAB<sup>42</sup>) 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.

---

<sup>40</sup> Para o período de regulação 2024-2027 a componente variável dos custos controláveis de OPEX passa a representar 10%.

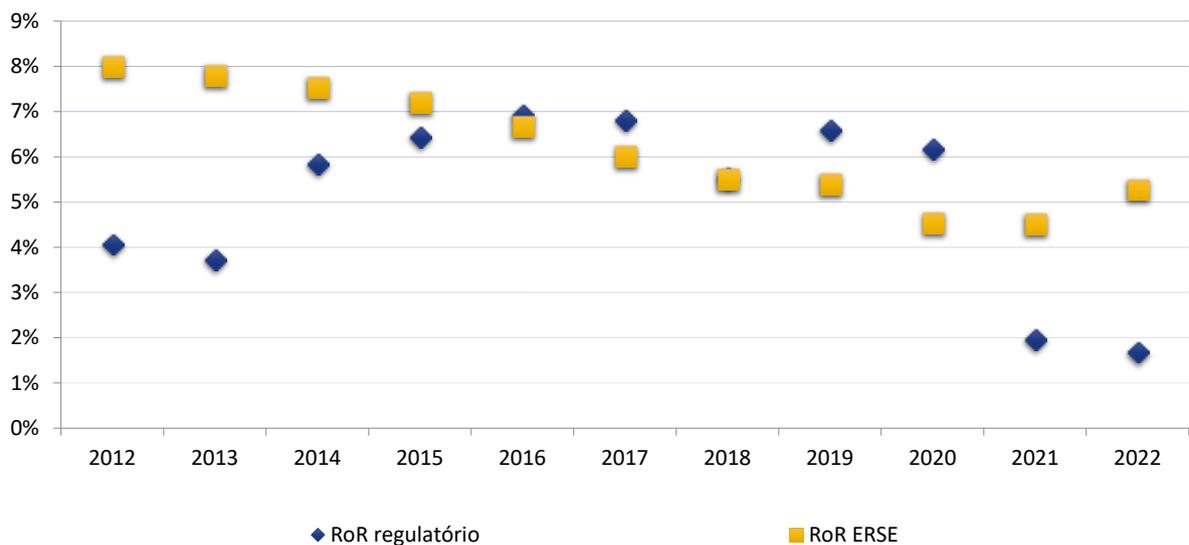
<sup>41</sup> Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês “*rate of return*”, para designar a taxa de rentabilidade, que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos.

<sup>42</sup> *Regulatory Asset Base*

- **RoR ERSE** - Corresponde à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE para cada período de regulação, 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, que, de um modo geral, têm vindo a diminuir, em linha com o contexto financeiro nacional.

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



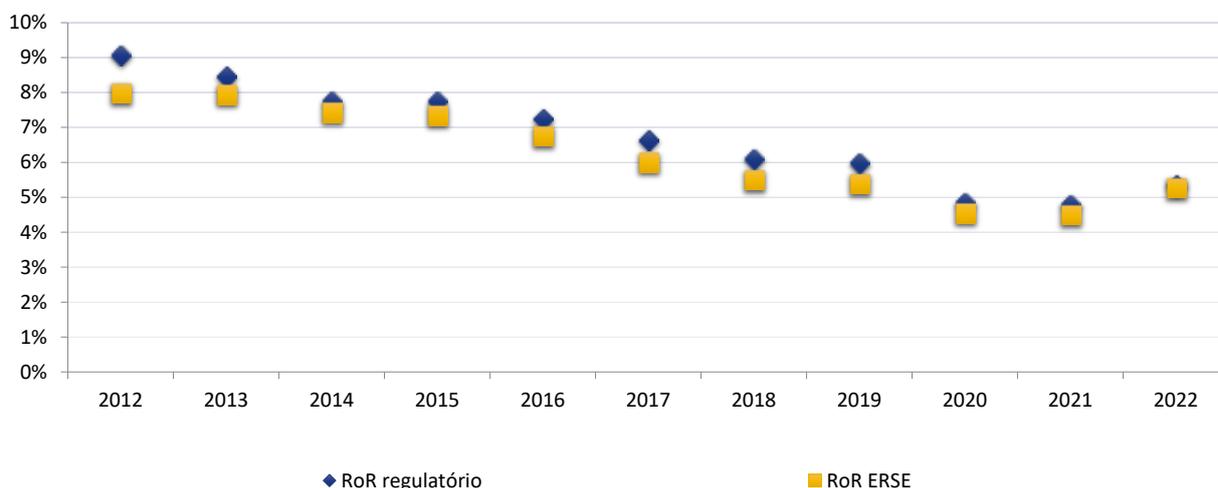
Verifica-se que ocorreu a partir de 2015 a uma aproximação entre o RoR regulatório da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e o RoR definido pela ERSE o que revela o esforço de diminuição dos custos reais da empresa que havia sido iniciado em 2015. Em 2021 e 2022, o desvio existente entre os RoR regulatório e o RoR ERSE deve-se ao efeito da metodologia de apuramento dos custos com a energia elétrica que resultou num aumento dos respetivos custos não aceites nos proveitos.

## 6.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

O operador da rede de transporte de gás (ORT) desenvolve as atividades de Transporte de gás e de Gestão Técnica Global do SNG. A atividade de Transporte de gás é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência no OPEX e por uma metodologia de custos aceites com remuneração do ativo ao nível do CAPEX.

A Figura 6-2 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na atividade de Transporte de gás, que têm vindo a diminuir de forma sustentada no período em análise, refletindo o contexto financeiro nacional.

Figura 6-2 - Taxa de remuneração da atividade de Transporte



Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de Transporte de gás foi sempre ligeiramente superior ao RoR definido pela ERSE, o que sinaliza a capacidade da empresa em ultrapassar as metas de eficiência definidas pela ERSE. No entanto, a diferença entre essas taxas tem-se vindo a esbater.

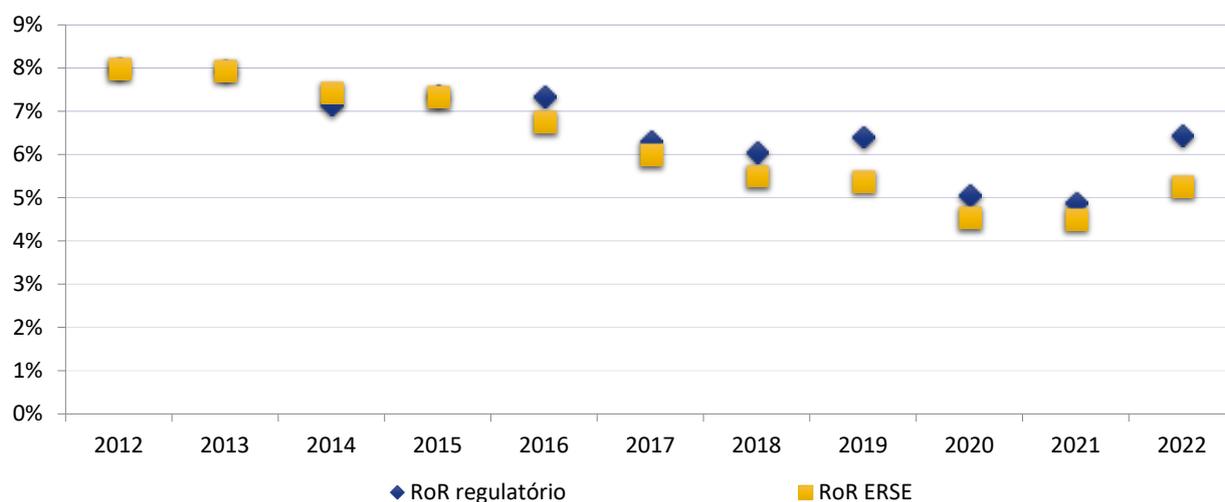
### ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

A atividade de Gestão Técnica Global do SNG foi regulada até ao final do primeiro semestre de 2016, regulada por custos aceites ao nível do OPEX. No período de regulação 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. No período de regulação 2020-2023 continuou a aplicar-se uma metodologia mista de regulação, sendo que a parcela regulada por custos aceites passou a estar relacionada com os custos que incorrem de imposições europeias ao operador de sistema, nomeadamente os custos relacionados com a subscrição e acesso a plataformas informáticas. Os restantes custos de OPEX, inclusive os custos com aquisição de serviços do grupo, estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência.

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. Verifica-se que o RoR regulatório da atividade de Gestão Técnica Global do SNG está em linha com o RoR definido pela ERSE, embora tendencialmente ligeiramente acima.

Figura 6-3 - Taxa de remuneração da atividade de Gestão Técnica Global do SNG



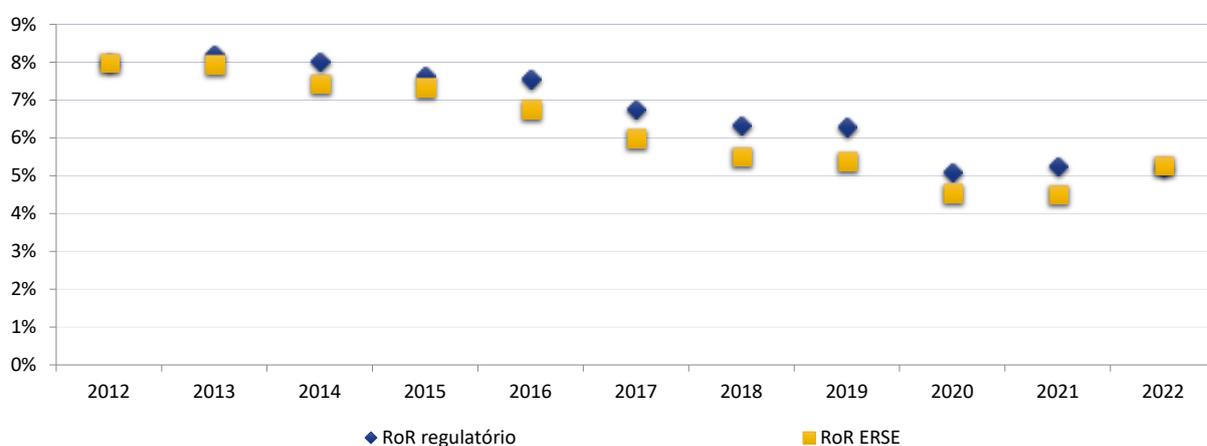
### 6.3 ATIVIDADE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás 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 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.

Figura 6-4 - Taxa de remuneração da atividade de Armazenamento Subterrâneo



Verifica-se que o RoR regulatório não apresenta grandes diferenças face ao RoR definido pela ERSE. A partir de 2016, o RoR regulatório é ligeiramente superior o que reflete o momento em que a atividade de Armazenamento Subterrâneo passou a ser desenvolvida na íntegra por apenas um operador, sugerindo a obtenção de ganhos de escala. Tal como nas restantes atividades, observa-se uma diminuição dos RoR, refletindo a evolução do contexto financeiro.

## 6.4 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Distribuição de gás tem seguido uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>43</sup> 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 RoR<sup>44</sup> para a atividade de Distribuição.

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

A comparação entre o RoR regulatório e o RoR ERSE é importante na medida em 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 impacto dessa rubrica que terminou em 2016, 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.

---

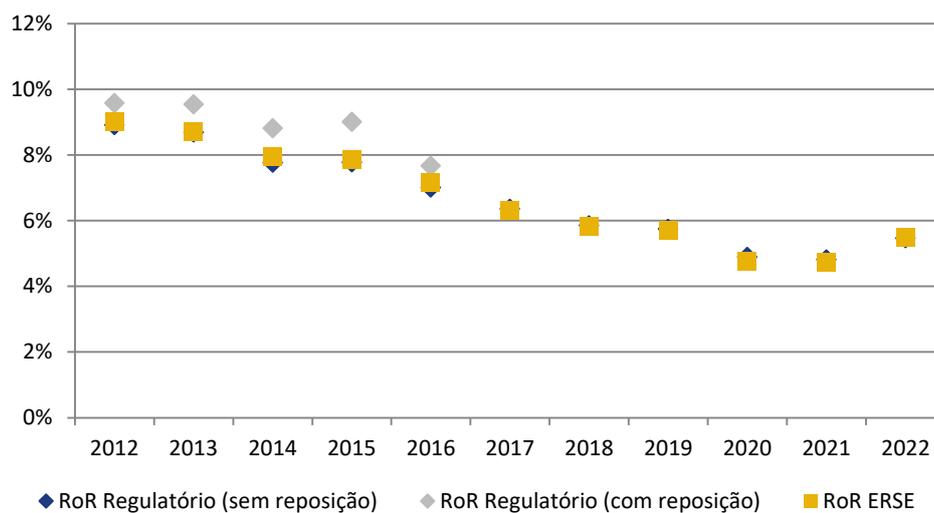
<sup>43</sup> Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

<sup>44</sup> 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.

## 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



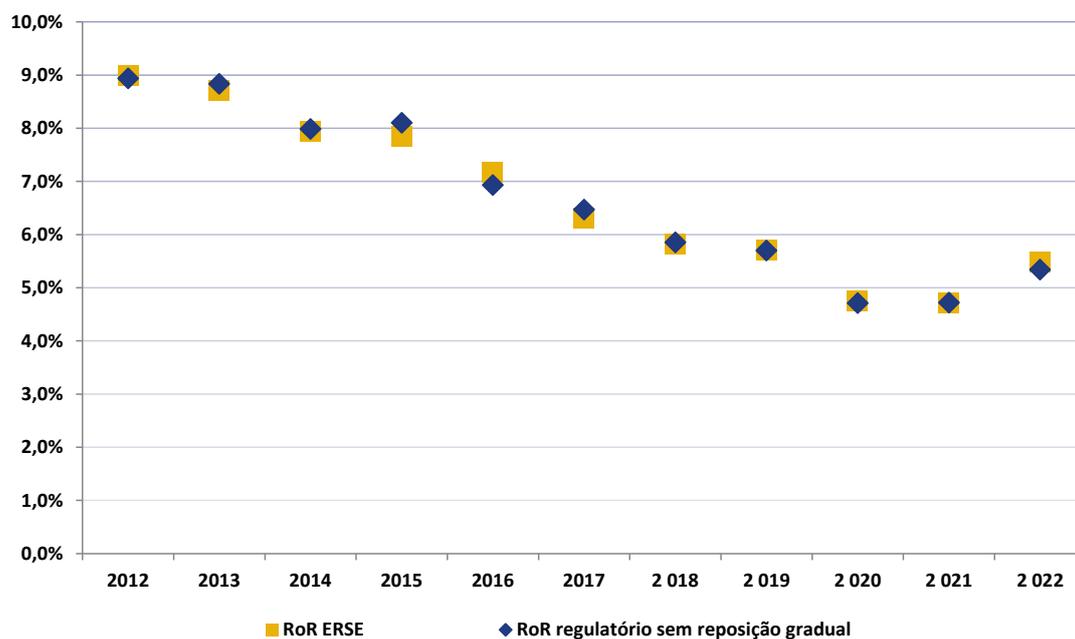
Nota: A reposição gradual da neutralidade financeira terminou em 2016.

Na análise do RoR regulatório é possível observar que 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.

### 6.5.1 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

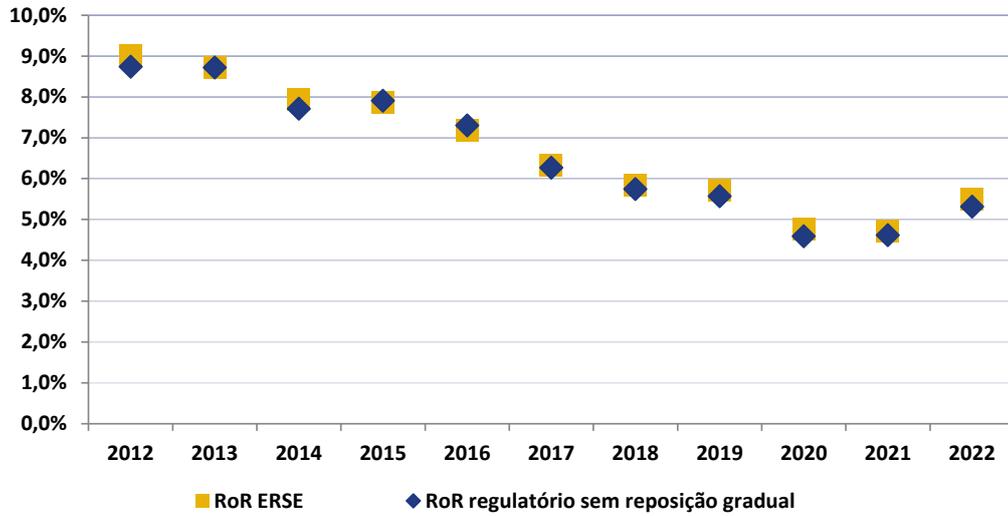


Pode-se observar que o RoR regulatório (sem reposição gradual da neutralidade financeira) e o RoR ERSE apresentam taxas muito próximas, o que indicia que a empresa tem conseguido atingir as metas de eficiência definidas pela ERSE.

### 6.5.2 LUSITANIAGÁS

A Figura 6-7 apresenta a evolução das taxas de remuneração ocorridas na Lusitaniagás, tendo em conta o cálculo regulatório. Como se observa, as conclusões são idênticas às apresentadas para a Lisboagás.

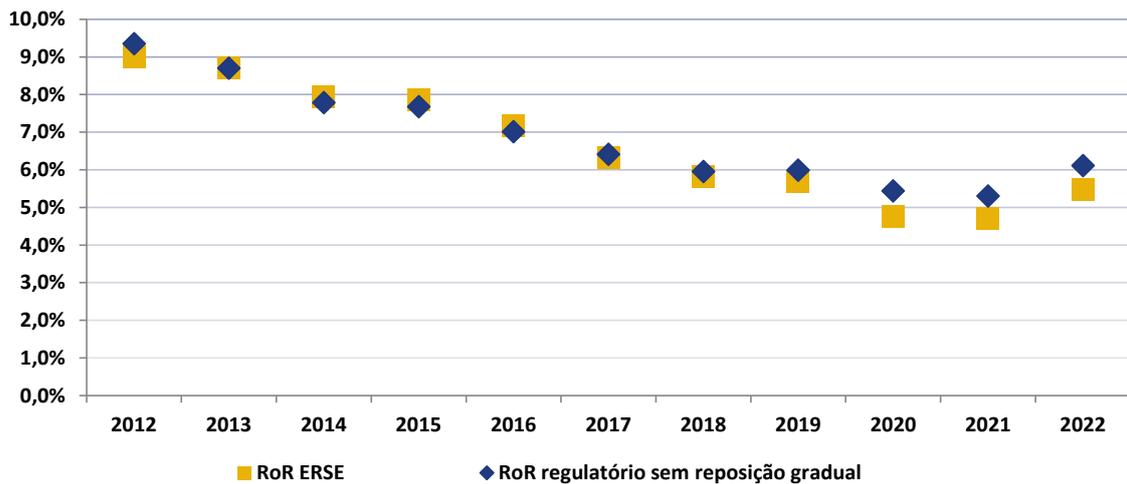
Figura 6-7 - Taxa de remuneração Lusitaniagás



### 6.5.3 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

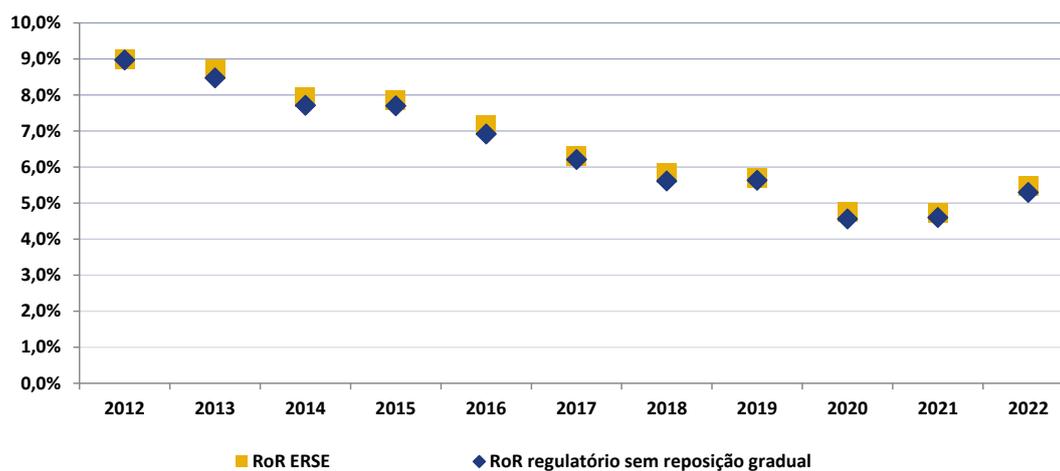


Observa-se que, partir de 2019, as diferenças entre o RoR Regulatório e o RoR ERSE é justificada pela trajetória dos custos reais da empresa, que foram inferiores aos proveitos permitidos associados ao OPEX.

#### 6.5.4 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

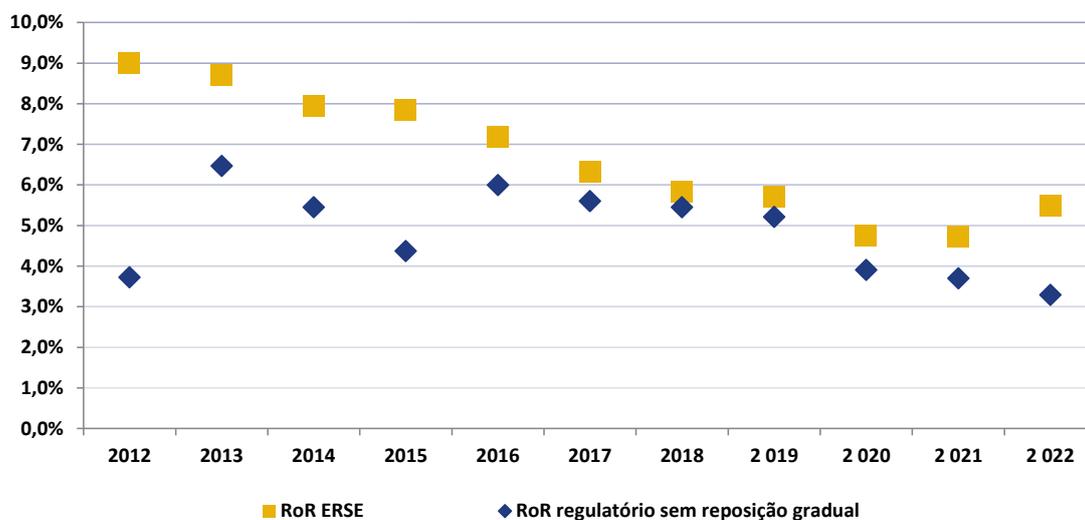


A Setgás, à semelhança das outras empresas do Grupo Floene já analisadas, apresenta um RoR regulatório sem reposição gradual da neutralidade financeira muito próximo do RoR ERSE.

#### 6.5.5 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, em especial até 2015 e novamente em 2022. Esta situação reflete o facto de os gastos reais da empresa serem superiores aos proveitos permitidos. Embora entre 2016 e 2021 se tenha verificado uma maior aproximação entre o RoR regulatório e o RoR ERSE, em 2022 o RoR regulatório afasta-se novamente do RoR ERSE, situação já explanada na análise anterior à evolução dos custos da Sonorgás.



## 7 GLOSSÁRIO

**Ativo bruto** = Para efeitos desta análise, o ativo bruto corresponde aos custos de aquisição dos ativos fixos tangíveis e intangíveis, incluindo quaisquer custos diretamente atribuíveis.

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

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

**OPEX** = Fornecimentos e Serviços Externos + gastos com Pessoal + Outros gastos Operacionais Líquidos de Outros rendimentos

**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



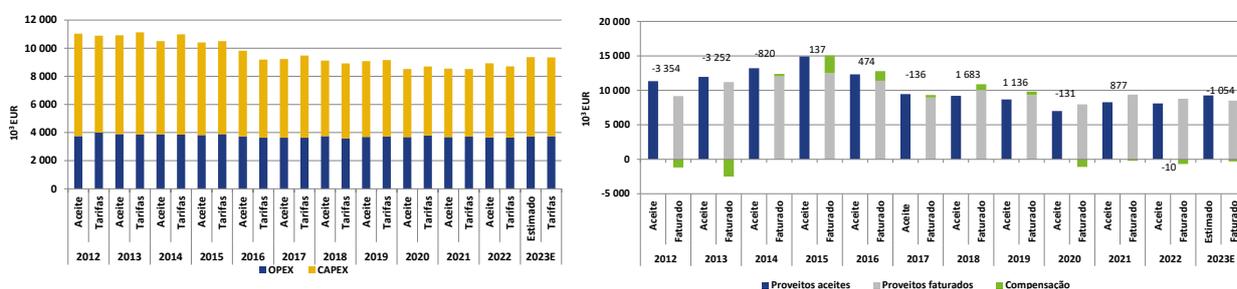
ANEXOS

I ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

I.1 BEIRAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

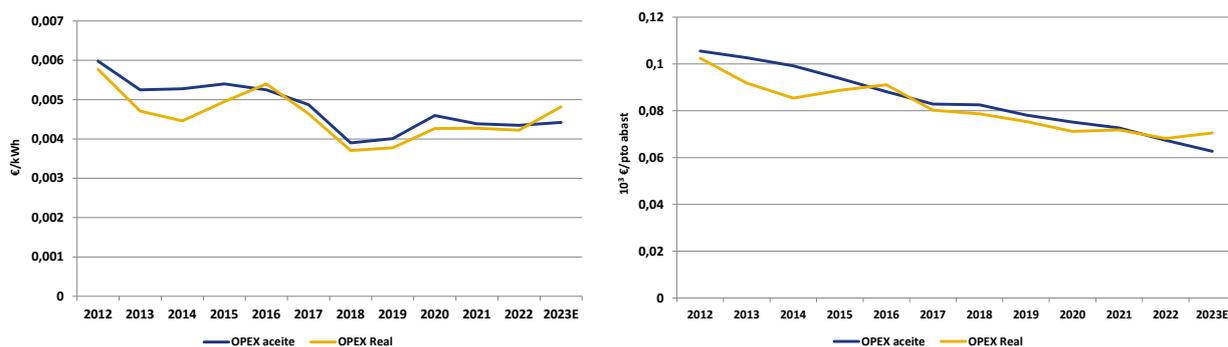
Figura I - 1 - Proveitos permitidos e análise de desvios  
(preços correntes)



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

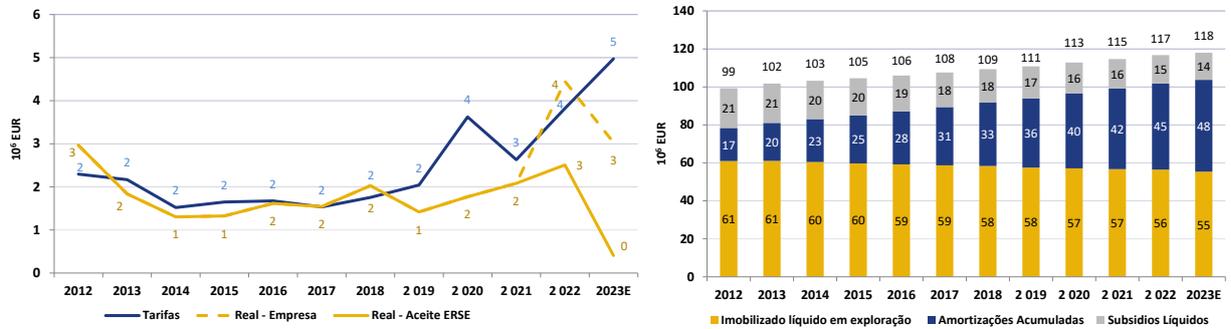
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 2 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes 2023)



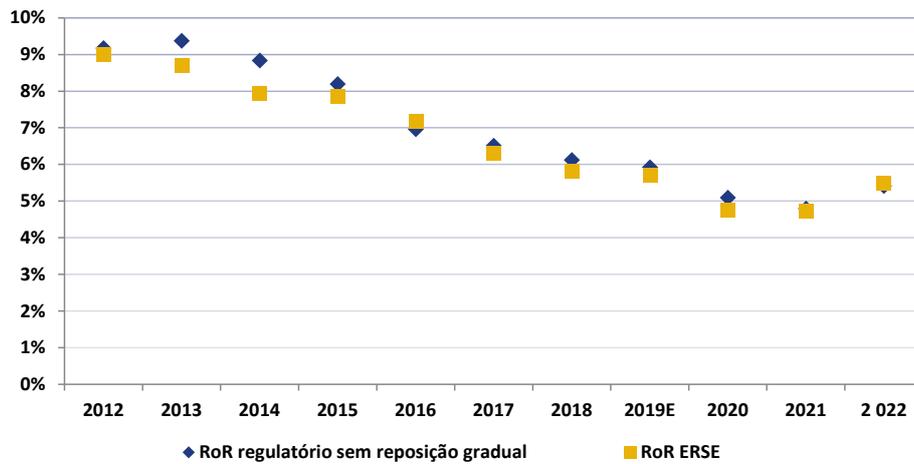
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 3 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura I - 4 - Taxa de remuneração

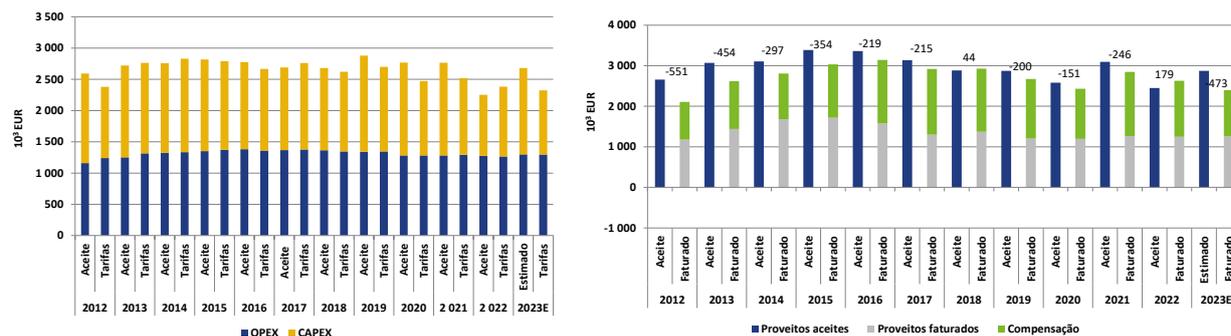


1.2 DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

Figura I - 5 - Proveitos permitidos e análise de desvios

(preços correntes)

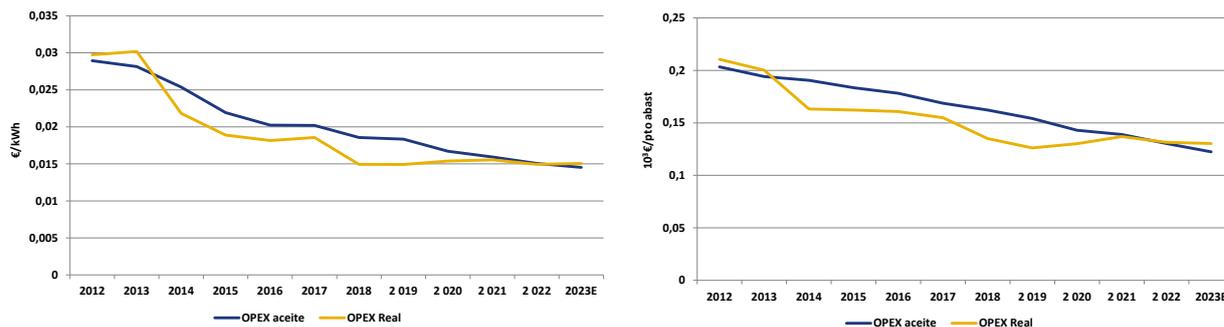


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

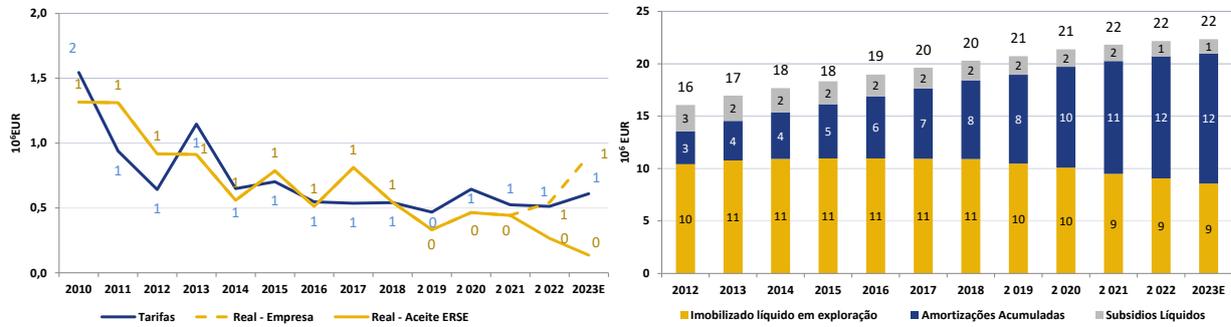
Figura I - 6 - OPEX por driver de custo

(preços constantes 2023)



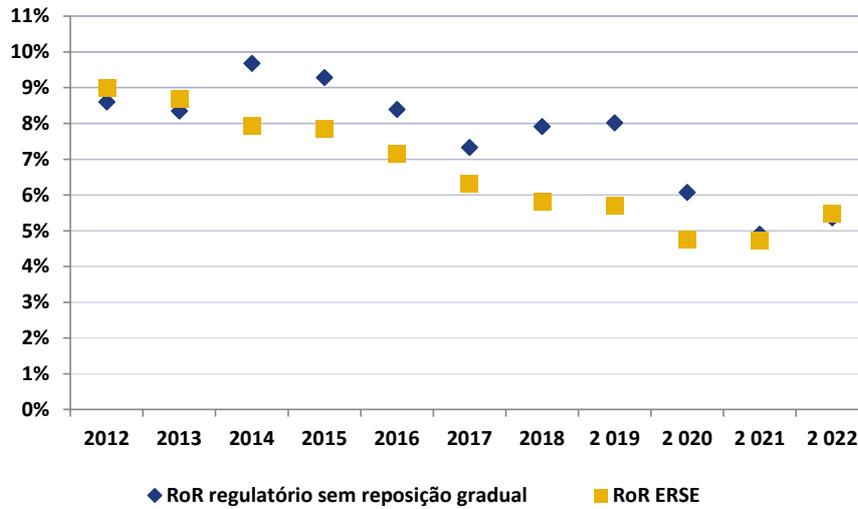
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 7 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

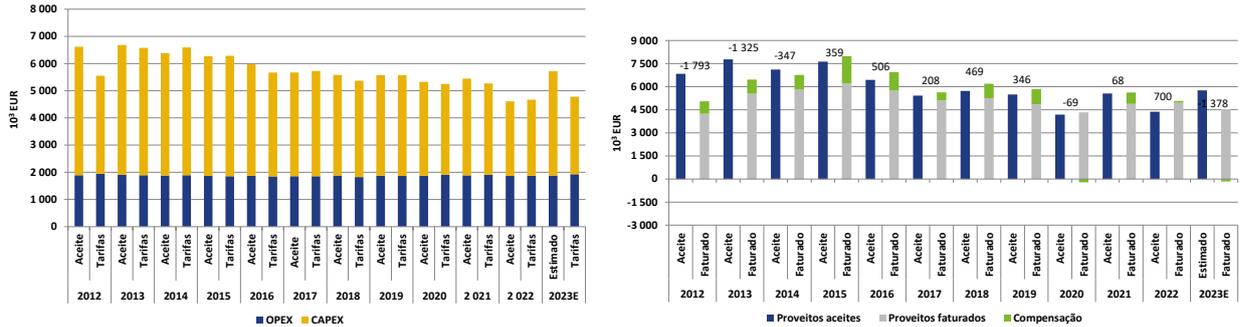
Figura I - 8 - Taxa de remuneração



I.3 DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

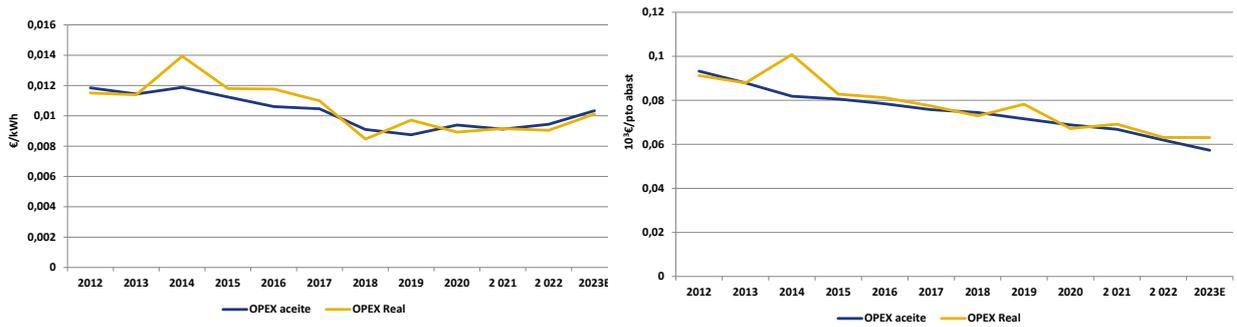
Figura I - 9 - Proveitos permitidos e análise de desvios  
(preços correntes)



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

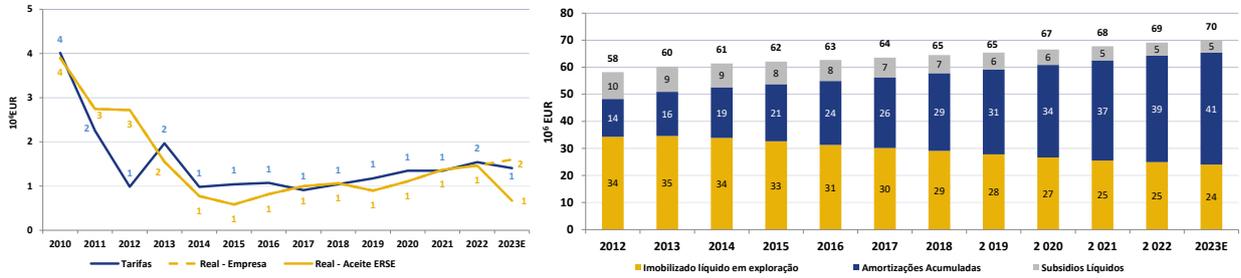
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 10 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes 2023)



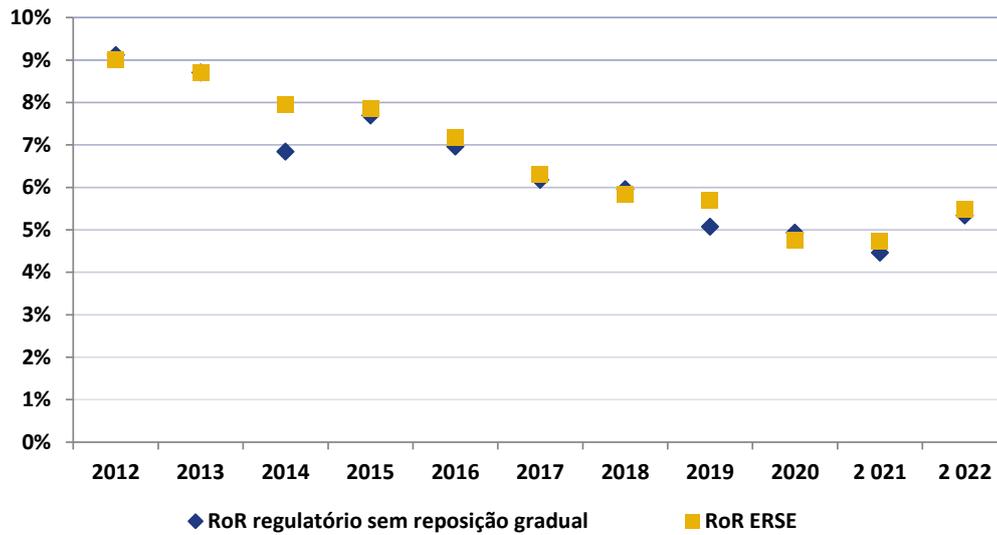
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 11 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

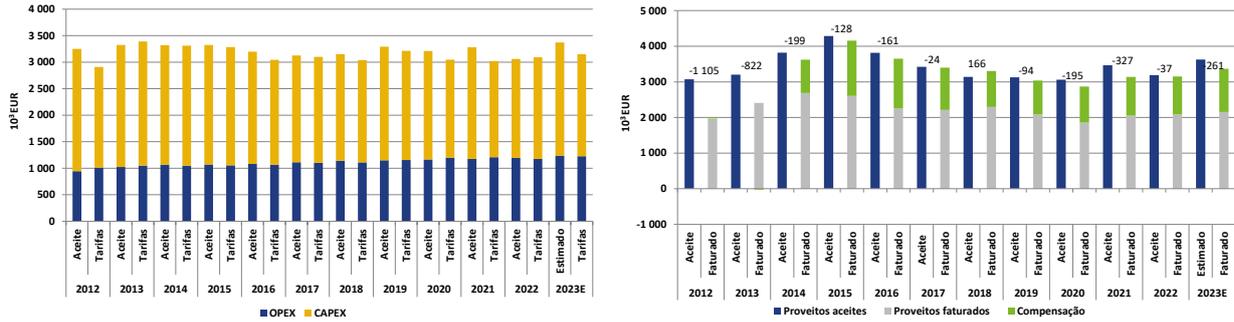
Figura I - 12 - Taxa de remuneração



I.4 MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

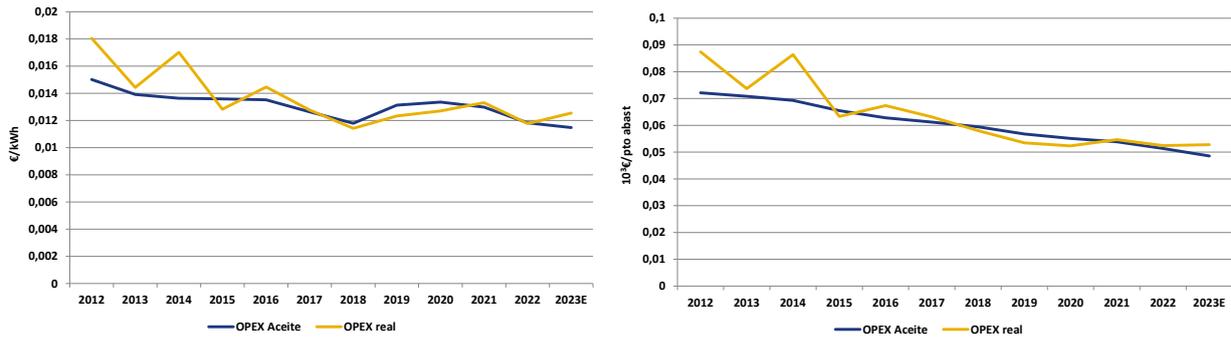
Figura I - 13 - Projeitos permitidos e análise de desvios  
(preços correntes)



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

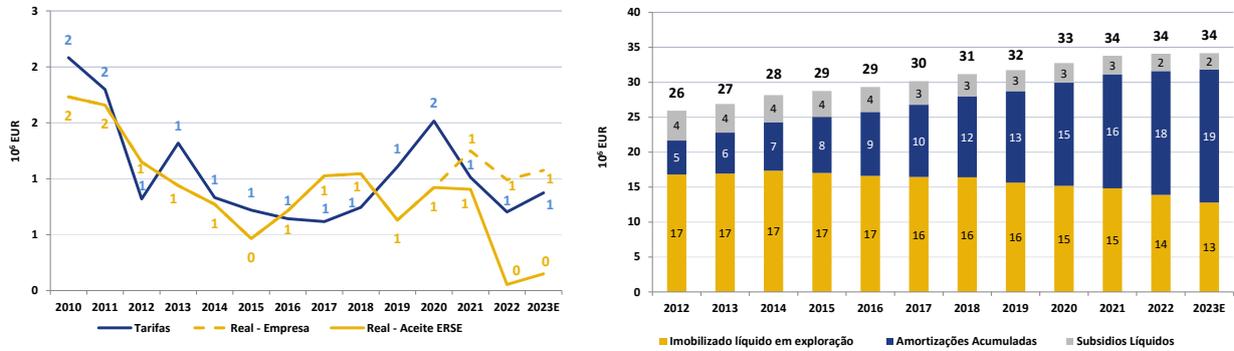
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 14 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes 2023)



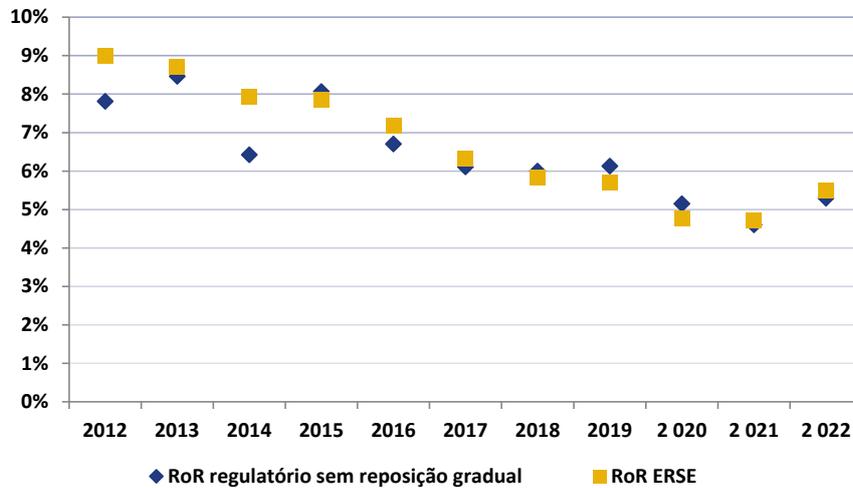
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 15 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

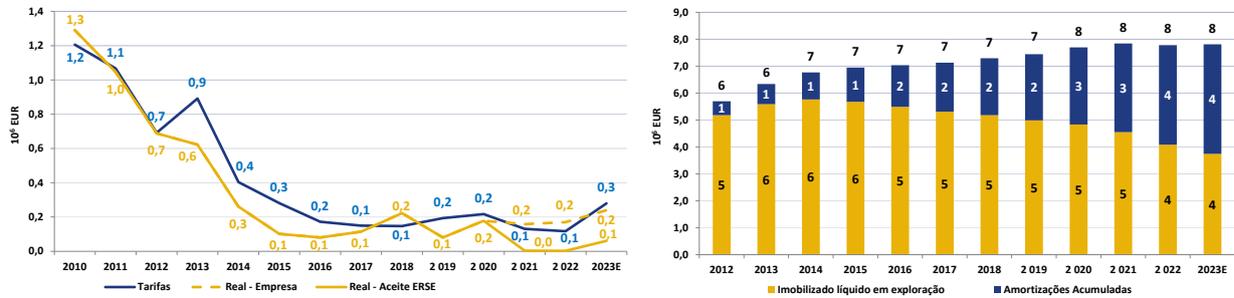
Figura I - 16 - Taxa de remuneração





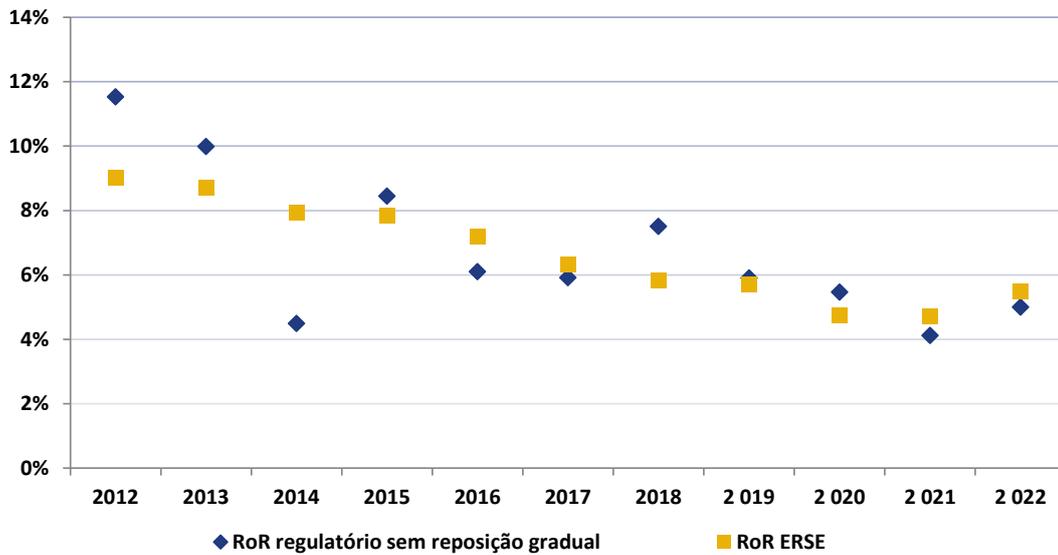
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 19 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

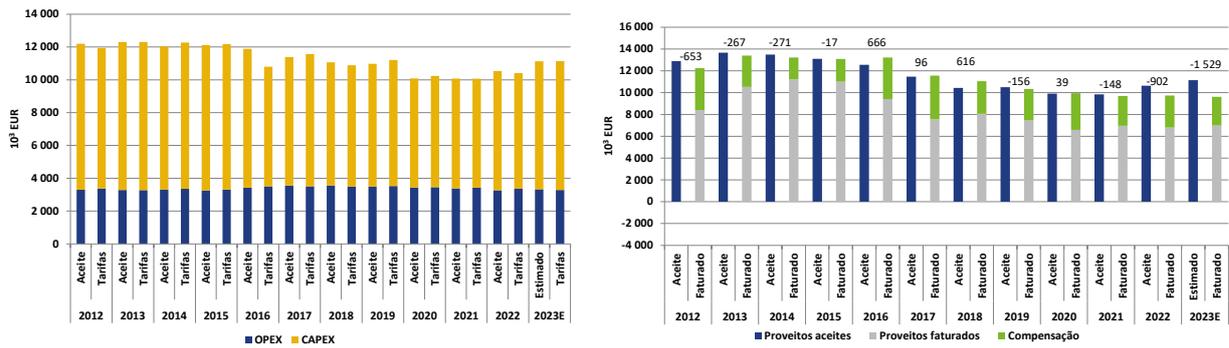
Figura I - 20 - Taxa de remuneração



I.6 TAGUSGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

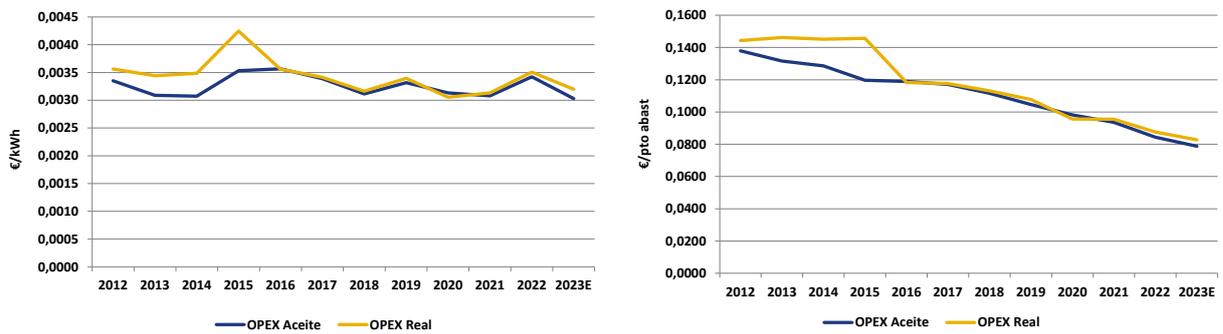
Figura I - 21 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

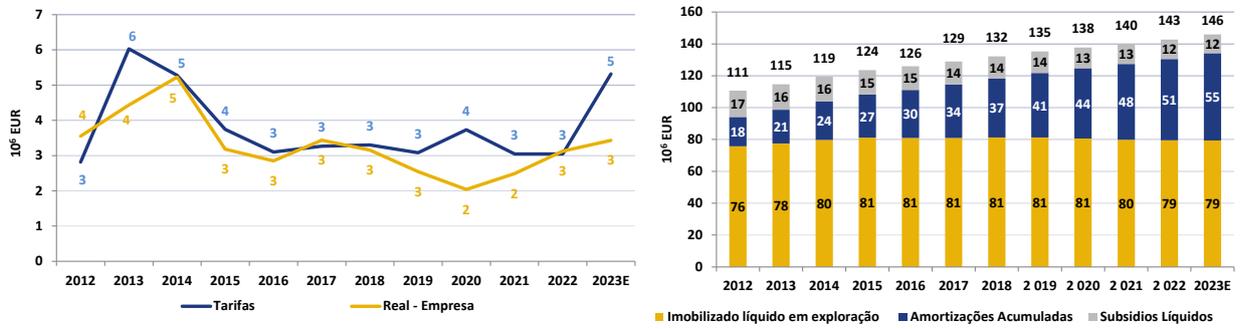
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 22 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes 2023)



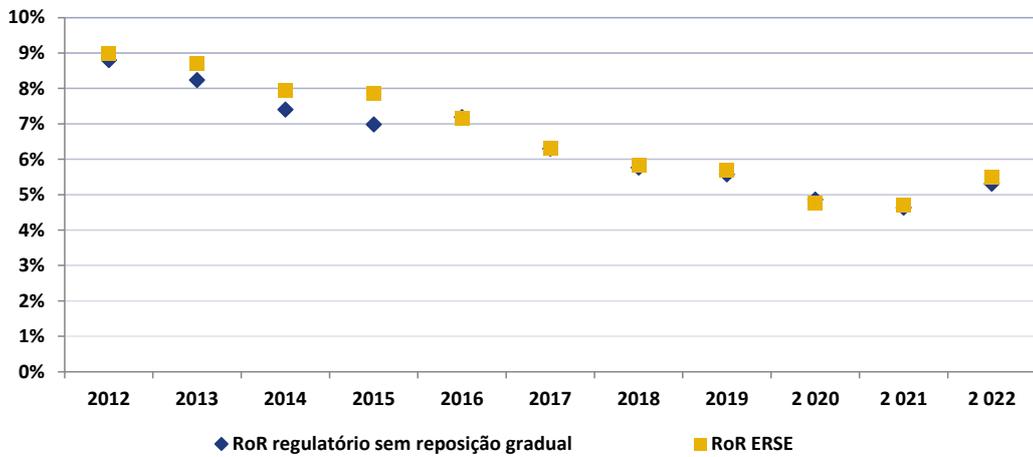
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 23 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura I - 24 - Taxa de remuneração

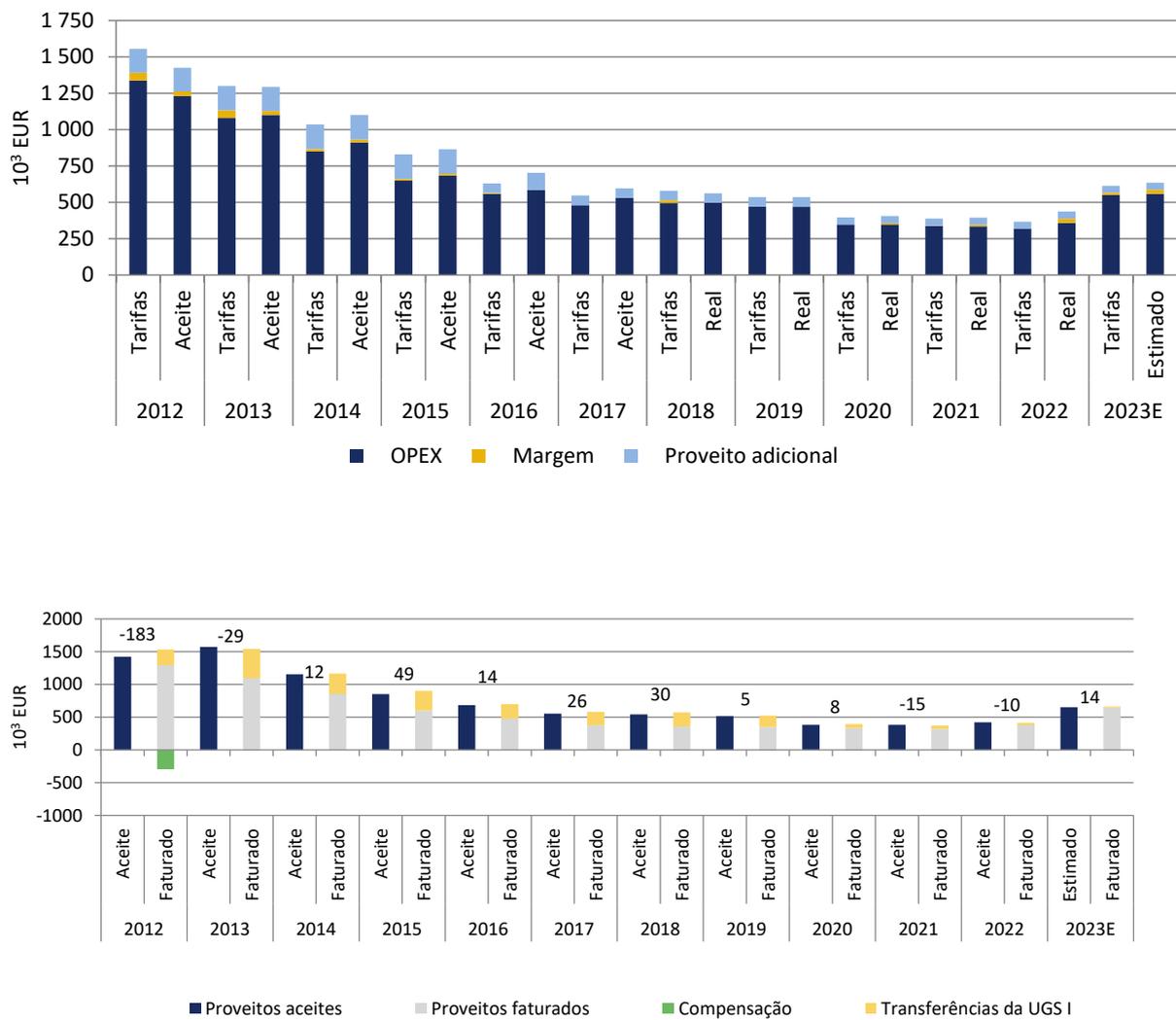


## II ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

### II.1 BEIRAGÁS

#### EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

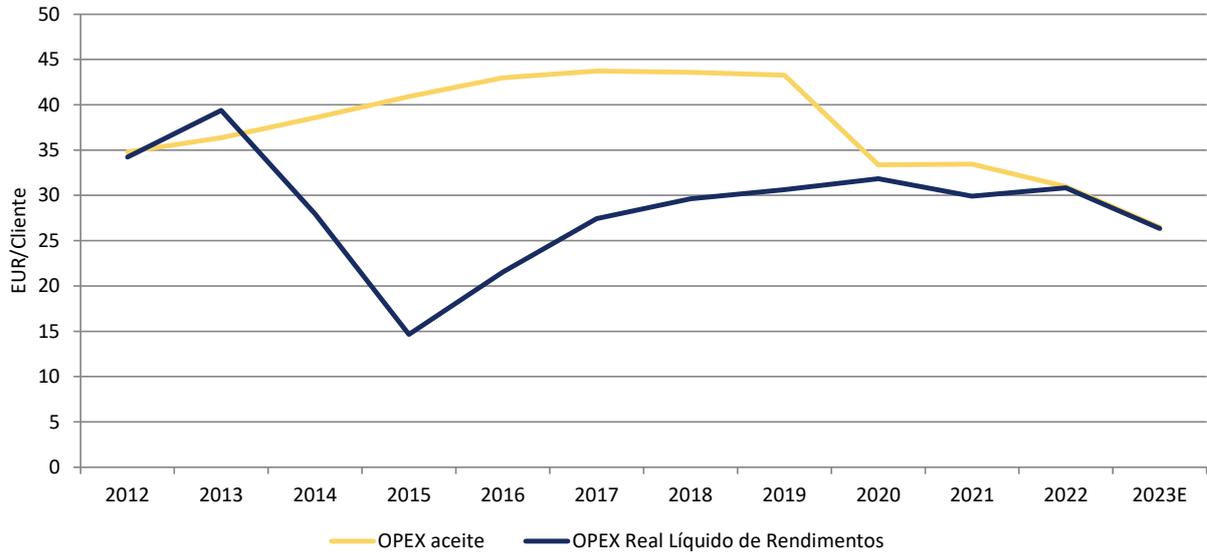
Figura II - 1 - Projeitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

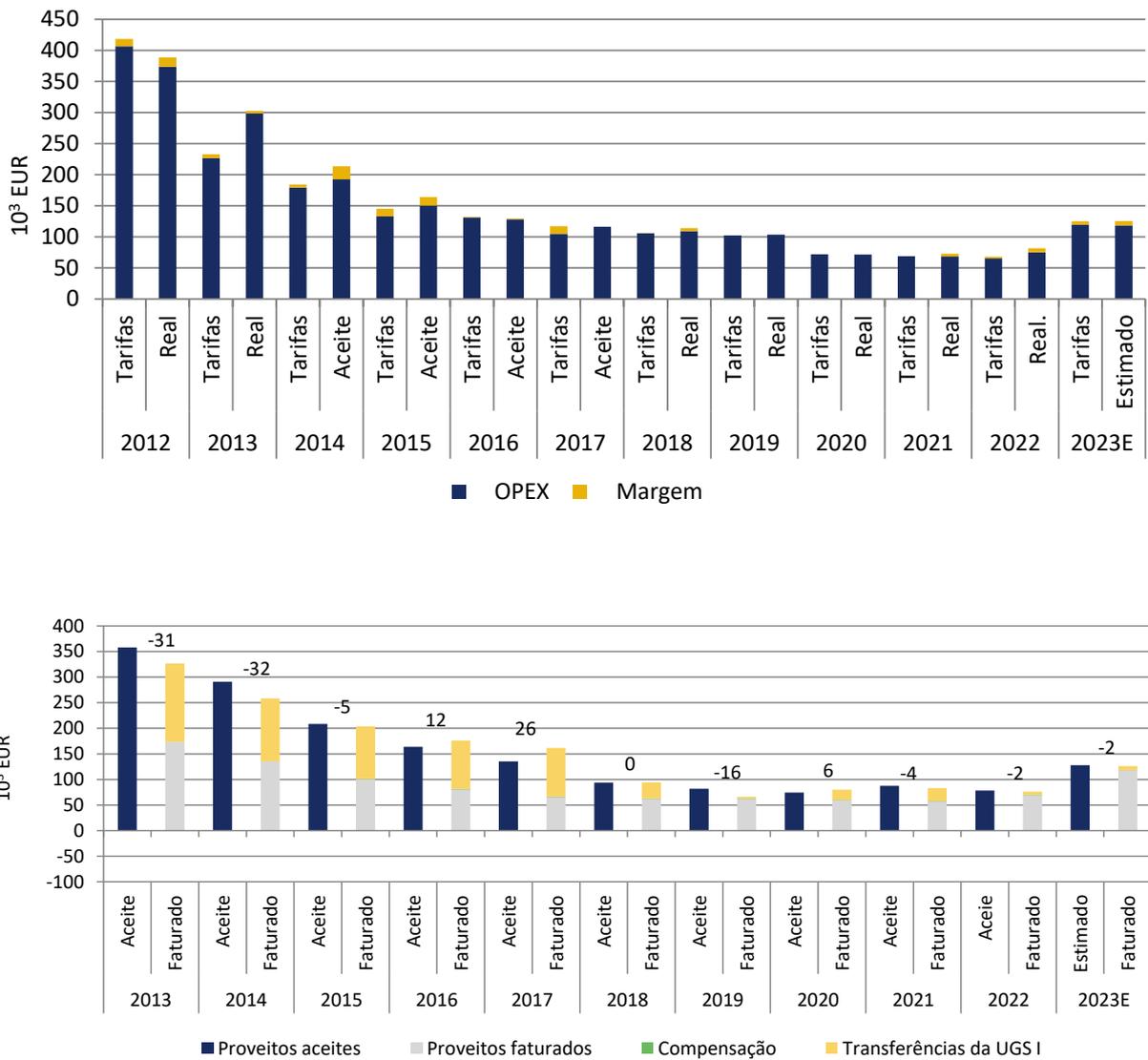
Figura II - 2 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2023)



II.2 DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

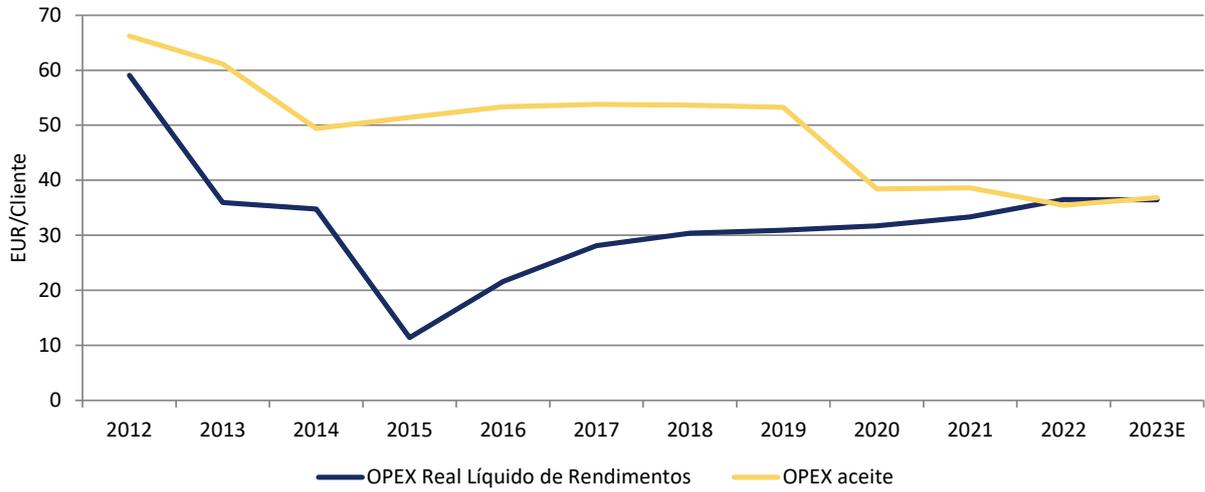
Figura II - 3 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

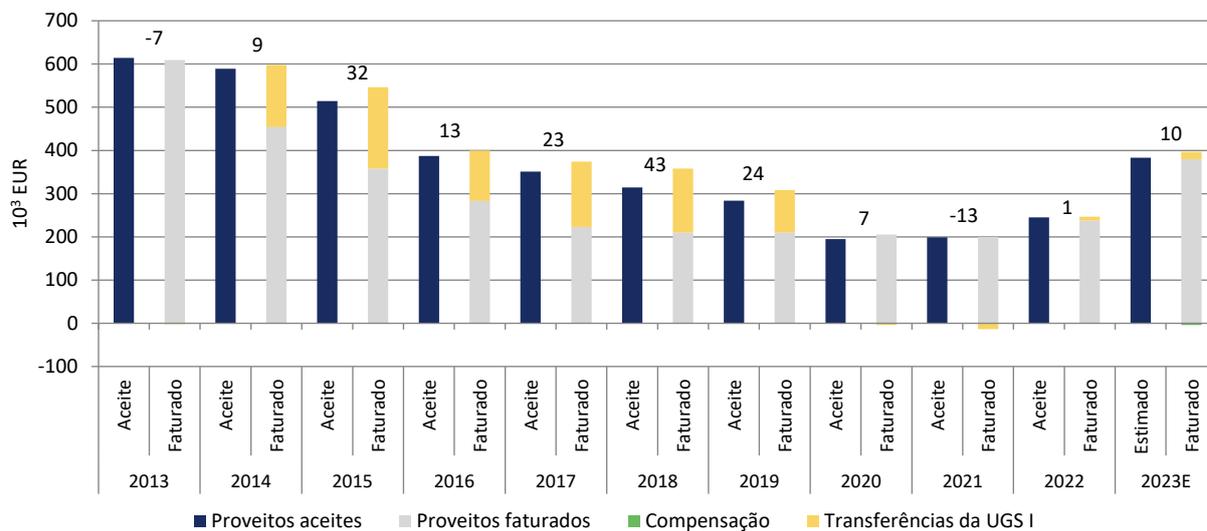
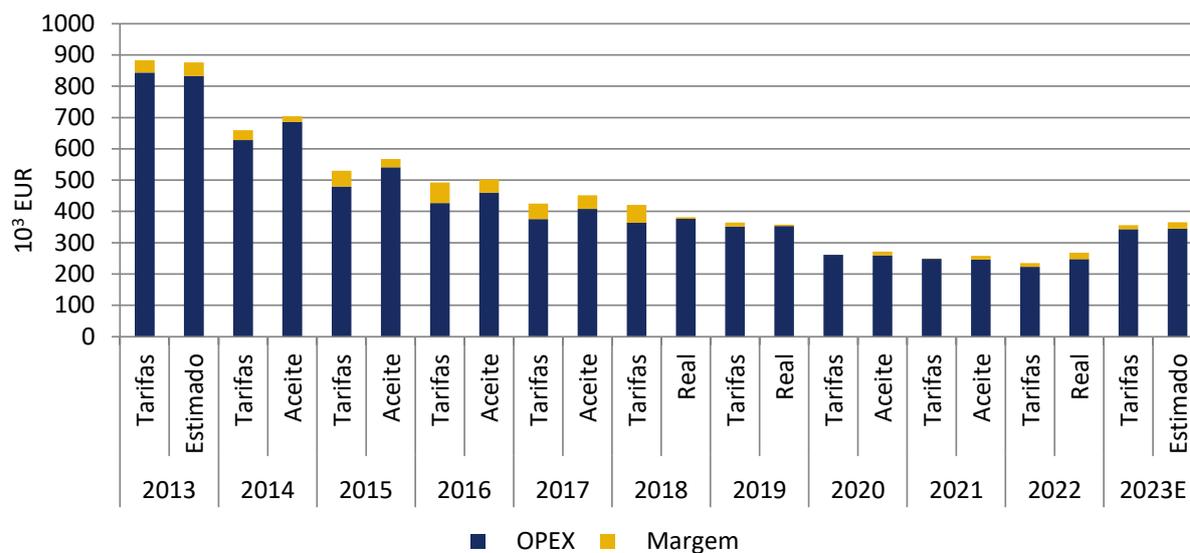
Figura II - 4 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2023)



II.3 DURIENSEGÁS

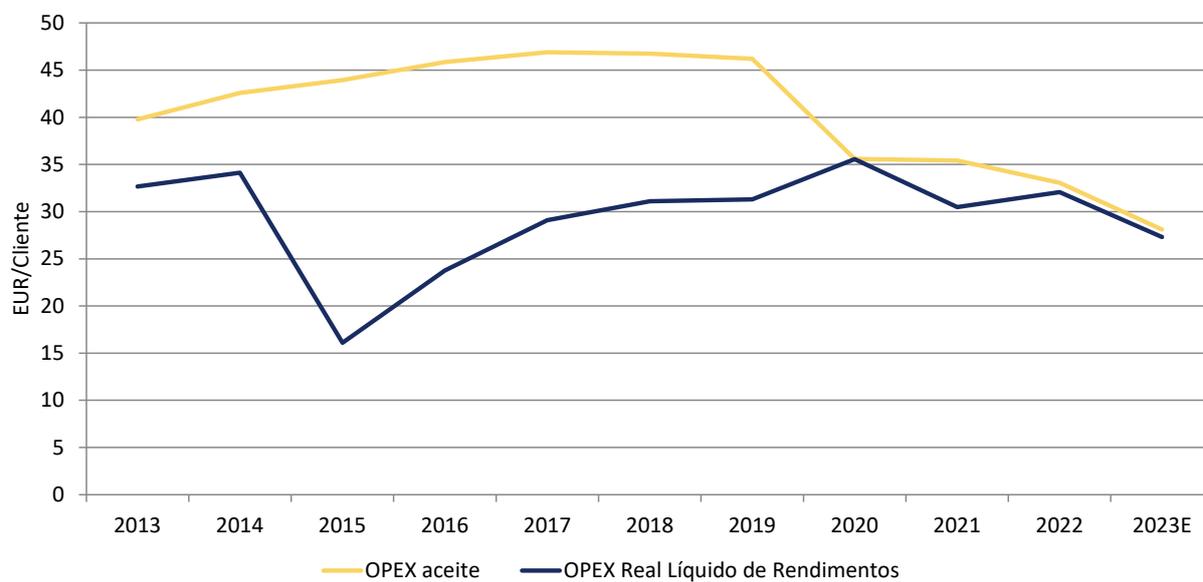
EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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

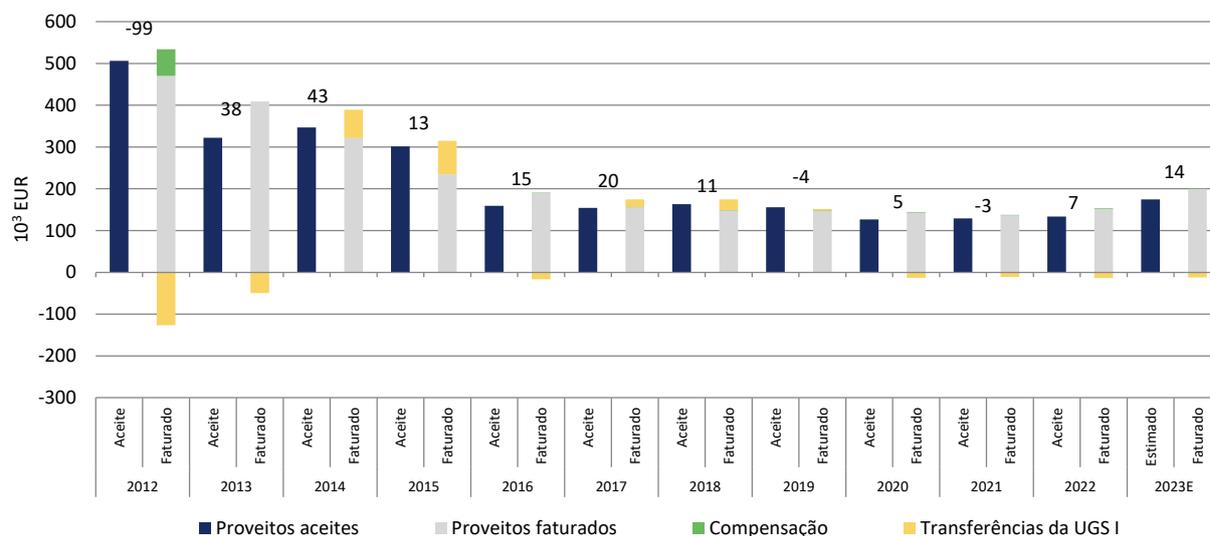
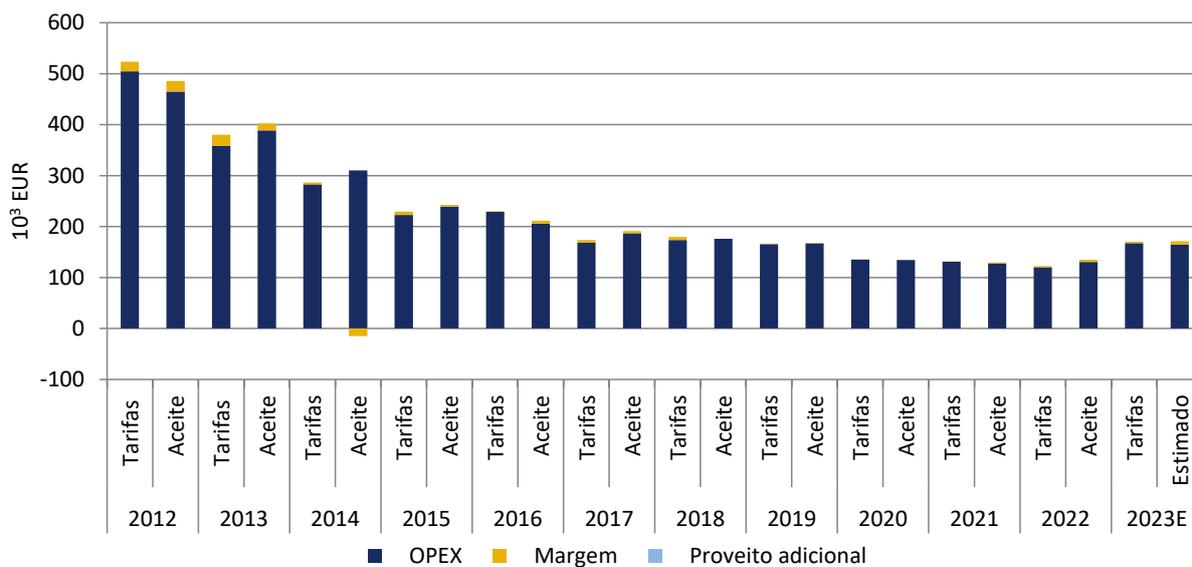
## EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura II - 6 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2023)

II.4 MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

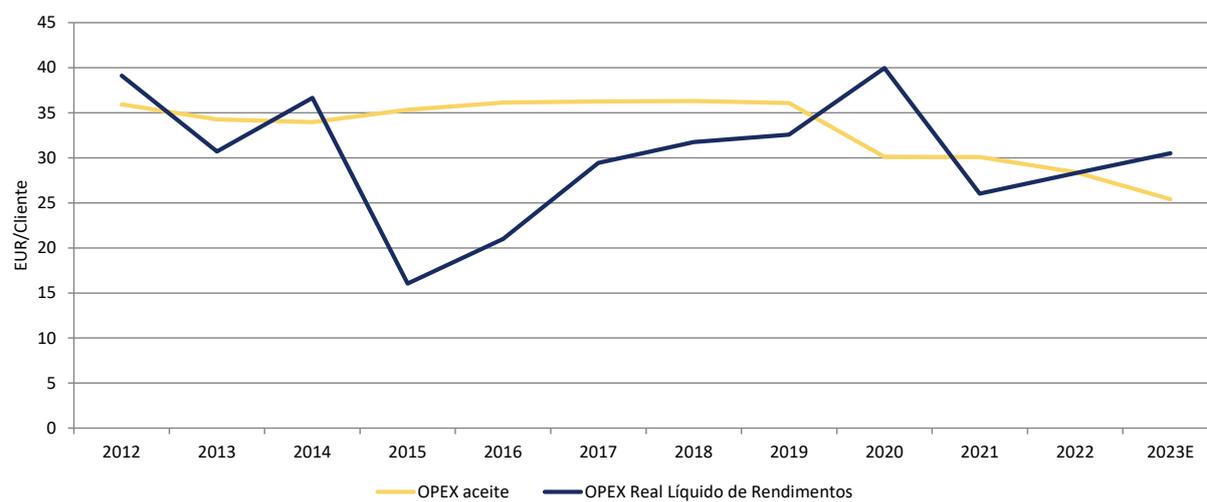
Figura II - 7 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

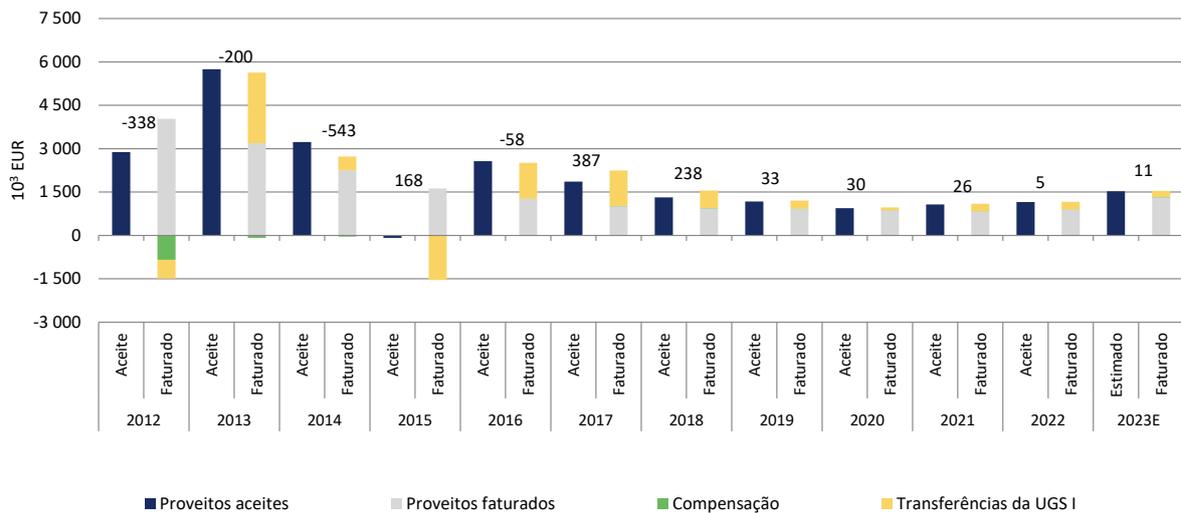
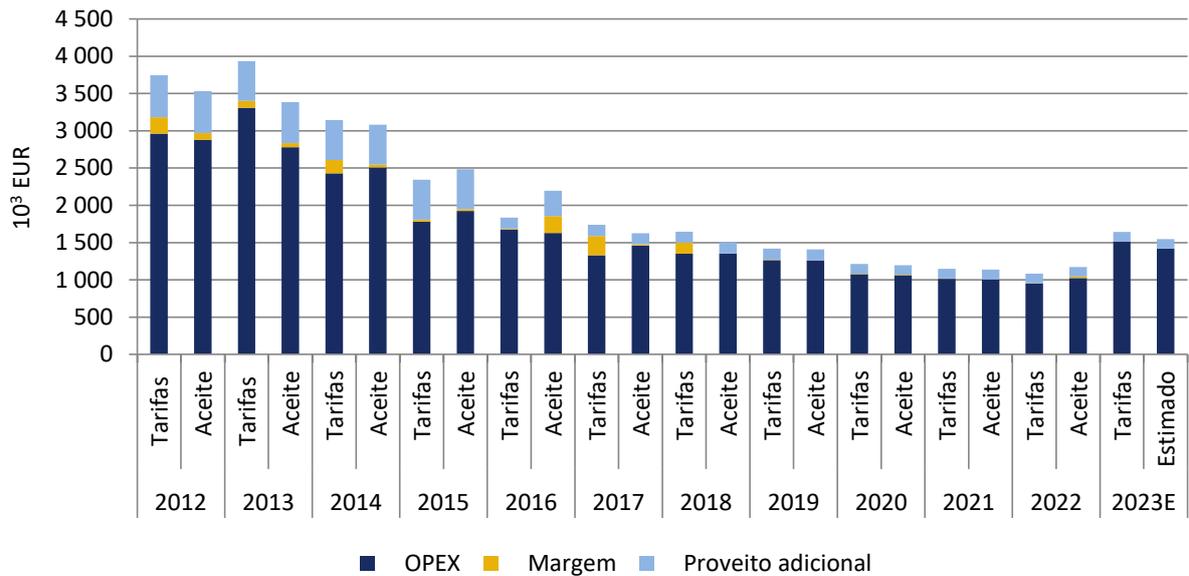
Figura II - 8 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2023)



II.5 SETGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

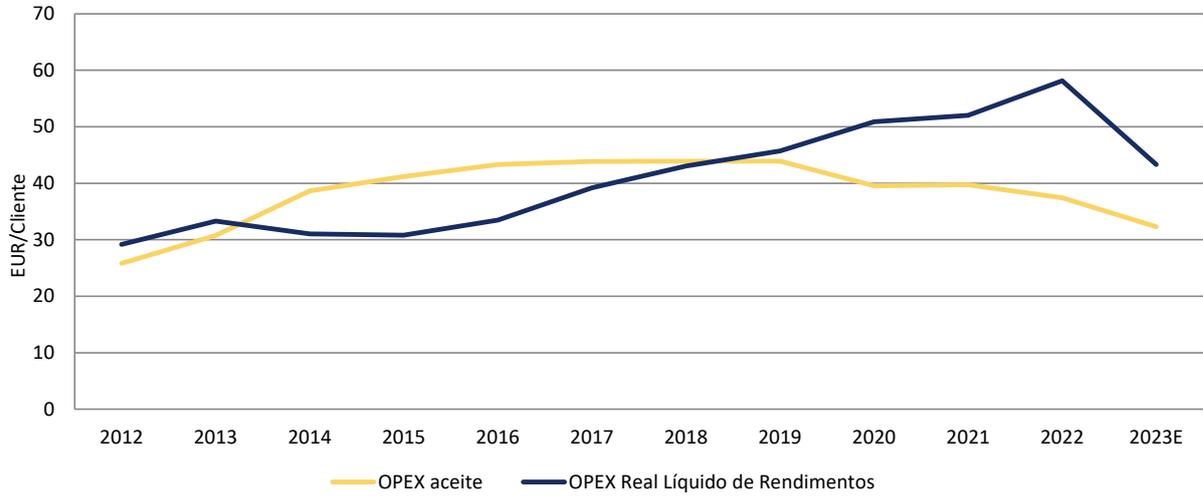
Figura II - 9 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

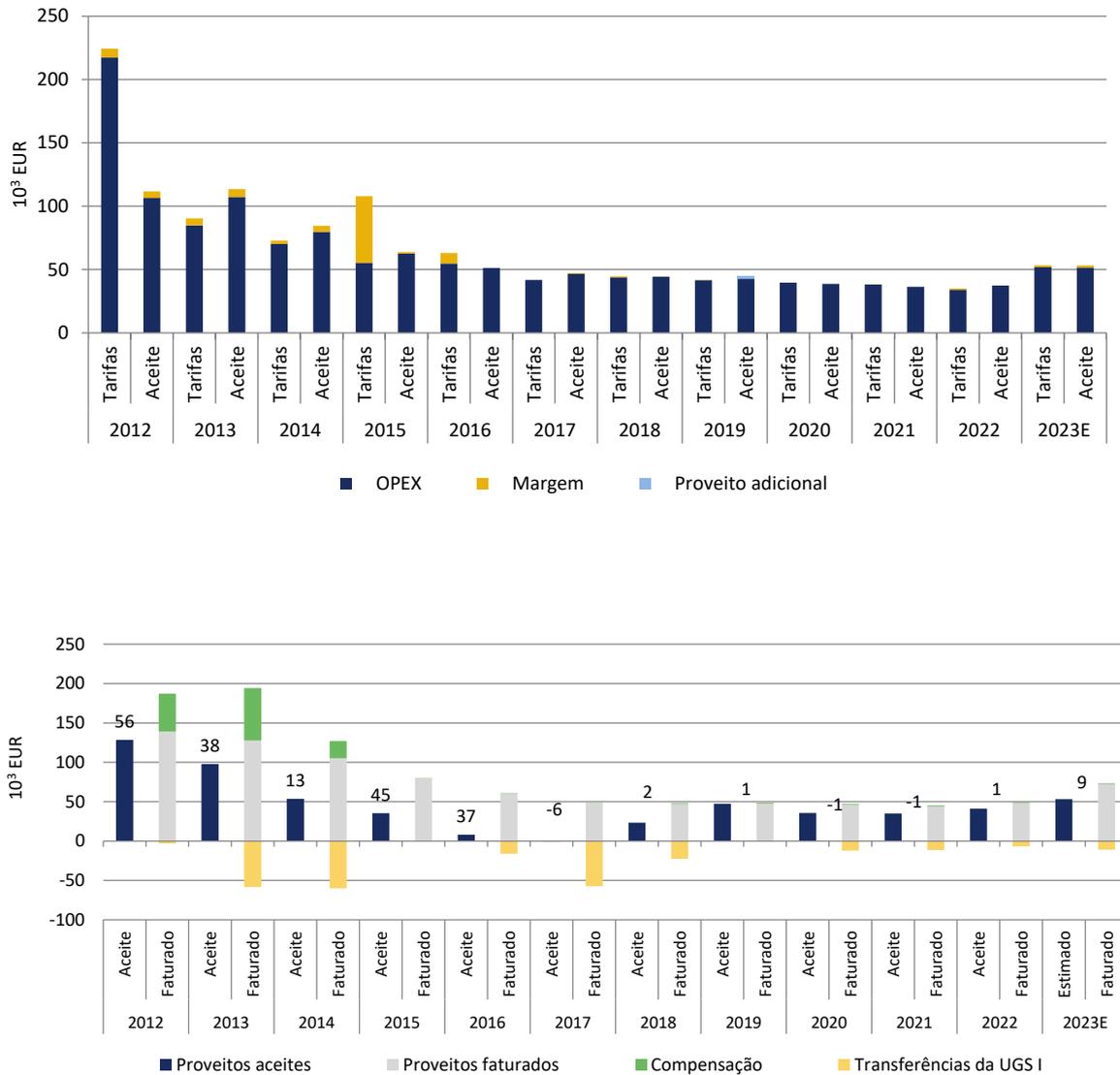
Figura II - 10 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2023)



II.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 2023)