

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

Junho 2025

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>9</b>
<b>3</b>	<b>ATIVIDADES REGULADAS DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO .....</b>	<b>15</b>
3.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	15
3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e análise de desvios .....	15
3.1.2	Evolução do OPEX por <i>driver</i> de custo.....	18
3.1.3	Investimento.....	20
3.1.4	Ativo Bruto e Ativo Líquido .....	21
3.2	Atividade de Transporte de gás e atividade de Gestão Técnica Global do SNG .....	21
3.2.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios .....	21
3.2.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo .....	25
3.2.3	Investimento.....	27
3.2.4	Ativo bruto e ativo líquido .....	28
3.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo .....	29
3.3.1	REN Armazenagem .....	29
3.3.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de Desvios .....	29
3.3.1.2	Evolução do OPEX por <i>drivers</i> de custo.....	31
3.3.1.3	Investimento .....	33
3.3.1.4	Ativo bruto e ativo líquido.....	35
<b>4</b>	<b>ATIVIDADE REGULADA DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>37</b>
4.1	Análise Global.....	37
4.1.1	Evolução do OPEX e CAPEX e Análise de desvios.....	37
4.1.2	Evolução do OPEX por <i>driver</i> de custo.....	40
4.1.3	Investimento e ativo bruto/ativo líquido.....	42
4.2	Análise por empresa.....	44
4.2.1	Lisboagás .....	45
4.2.2	Lusitaniagás .....	48
4.2.3	REN Portgás .....	52
4.2.4	Setgás .....	56
4.2.5	Sonorgás .....	60
<b>5</b>	<b>ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO.....</b>	<b>65</b>
5.1	Análise Global.....	65
5.1.1	Evolução do OPEX e Apuramento de desvios .....	65
5.1.2	Evolução do OPEX por <i>driver</i> de custo.....	68
5.2	Análise por empresa.....	70
5.2.1	EDP Gás SU .....	70

5.2.2	Lisboagás .....	73
5.2.3	Lusitaniagás .....	75
5.2.4	Sonorgás .....	77
5.2.5	Tagusgás .....	80
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DA RENTABILIDADE .....</b>	<b>83</b>
6.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	83
6.2	Atividade de Transporte de gás .....	84
6.3	Atividade Armazenamento Subterrâneo .....	86
6.4	Atividade de Distribuição .....	87
6.5	Total dos 11 ORD .....	88
6.5.1	Lisboagás .....	89
6.5.2	Lusitaniagás .....	90
6.5.3	REN Portgás .....	90
6.5.4	Setgás .....	91
6.5.5	Sonorgás .....	92
<b>7</b>	<b>GLOSSÁRIO .....</b>	<b>95</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>97</b>
<b>I</b>	<b>ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>97</b>
I.1	Beiragás .....	97
I.2	Dianagás .....	99
I.3	Duriensegás .....	101
I.4	Medigás .....	103
I.5	Paxgás .....	105
I.6	Tagusgás .....	107
<b>II</b>	<b>ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO .....</b>	<b>109</b>
II.1	Beiragás .....	109
II.2	Dianagás .....	110
II.3	Duriensegás .....	112
II.4	Medigás .....	114
II.5	Setgás .....	116
II.6	Paxgás .....	117

## 1 INTRODUÇÃO

No presente documento, apresenta-se o desempenho económico das empresas responsáveis pelas atividades reguladas do setor do gás de 2013 a 2024<sup>1</sup>. Este documento constitui um instrumento adicional de avaliação das metodologias de regulação e dos respetivos parâmetros que enquadram o cálculo dos proveitos permitidos<sup>2</sup> das atividades reguladas do setor do gás, tendo neste ano uma importância acrescida por contemplar os valores reais de todo o último período de regulação, terminado em 2023, o que permite avaliar o comportamento das empresas em função dos parâmetros fixados pelo regulador para esse período.

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 atividades reguladas, 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>3</sup>. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas refletem os sinais pretendidos. De uma forma

---

<sup>1</sup> Os dados apresentados relativos a 2024 ainda são estimados.

<sup>2</sup> Rendimentos.

<sup>3</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).

sucinta, os ajustamentos correspondem à diferença entre os proveitos permitidos definidos para uma atividade e os montantes recuperados pela empresa por aplicação da respetiva tarifa. Valores elevados de ajustamentos podem significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa e/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 gastos<sup>4</sup>.

Para as análises efetuadas neste documento foram utilizados os deflatores do PIB de 2023 e de 2024 disponíveis em fevereiro de 2025, e considerados na elaboração da proposta de “Tarifas e preços de gás para o ano gás 2025-2026”<sup>5</sup> para parecer do Conselho Tarifário.

O período sujeito a análise é, de um modo geral, o compreendido entre 2013 e 2024.

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

### **ATIVIDADES EM ALTA PRESSÃO**

Em todas as atividades reguladas de Alta Pressão (AP), com exceção da atividade de Armazenamento Subterrâneo, verificou-se a partir de 2022 desvios a devolver às empresas. Esta situação resulta em grande parte das quebras verificadas na faturação.

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>6</sup>, que diminuiu a partir de 2020 devido à recalibração dos parâmetros para o período de regulação 2020-2023 com a transferência 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

---

<sup>4</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>5</sup> IPIB considerado –2023: 7,03% e 2024: 4,34%.

<sup>6</sup> Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*.

real. Em 2023, último ano do período de regulação 2020-2023, o OPEX aceite para efeitos tarifários e os gastos reais das atividades de Transporte e de Armazenamento Subterrâneo ficaram praticamente ao mesmo nível. A exceção ao nível das atividades de Alta Pressão é o Terminal de GNL, onde se verifica no ano de 2023 um aumento significativo do OPEX aceite devido ao aumento da componente variável de cálculo dos proveitos associada ao preço da eletricidade, situação que é explicada mais à frente.

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 procedeu ao ajustamento definitivo aos proveitos permitidos de 2020.

No que respeita aos ativos entrados em exploração, verifica-se um nível de investimento relativamente baixo em todas as atividades, com exceção de anos pontuais onde os investimentos são mais elevados, sendo de destacar os investimentos na adaptação das infraestruturas em AP aos gases renováveis. Esta realidade vai ao encontro da evolução do próprio setor e reflete as mensagens transmitidas pela ERSE nos seus pareceres às propostas de Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (PDIRG). Nesses pareceres, tem-se 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. Neste contexto, a ERSE tem vindo a monitorizar os investimentos realizados no âmbito dos PDIRG e dos processos de aprovação autónoma, o que resulta em investimentos aceites para efeitos tarifários diferentes dos investimentos reportados pelas empresas para o ano de 2024, pois os montantes de investimento estimados pelas empresas são superiores aos valores que foram recentemente aprovados pelo Concedente – Despacho nº 182/MAEN/2025, de 20 de maio.

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

Na atividade de Distribuição, 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 pelas empresas. Este efeito acentuou-se nos anos de 2022, 2023 e na estimativa para

2024, com valores significativos a receber pelas empresas, justificado sobretudo pela quebra de faturação decorrente da diminuição da quantidade de energia veiculada nas redes de distribuição, 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 gastos unitários reais e aceites, embora o comportamento seja diferente por empresa, verifica-se globalmente uma tendência de evolução semelhante entre os gastos reais apresentados pelas empresas e o OPEX considerado para tarifas. Tal facto evidencia que a maioria das empresas tem conseguido atingir as metas de eficiência exigidas pelo Regulador. A nível dos gastos unitários, enquanto que se observa, nos últimos anos, a consolidação da tendência de redução dos custos unitários por pontos de abastecimento, a partir de 2022 os gastos 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, até 2015. A partir de 2016 surge uma inversão dessa tendência de crescimento, justificada pela expansão geográfica da rede nas áreas concessionadas/licenciadas de 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 Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás (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, abrangendo a informação real auditada de 2021. Assim, a partir desse ano, decorrente da monitorização dos investimentos no âmbito do PDIRD-G realizada pela ERSE, o investimento aceite para efeitos tarifários deixou de ser necessariamente coincidente com o investimento reportado pelas empresas. As diferenças, quando existem, resultam de montantes de investimento que não se encontram aprovados pelo Concedente ao abrigo do PDIRD-GN 2018 (último plano aprovado) ou através de processos de aprovação autónoma, e para os quais não existe

---

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

necessidade comprovada para a sua realização<sup>8</sup>. Refira-se que, até ao ano de 2023, os valores reais reportados pelas empresas correspondem aos valores reais aceites pela ERSE, porque os investimentos acabaram por ser aprovados fora dos PDIR, nomeadamente através do Despacho nº 182/MAEN/2025, de 20 de maio.

Finalmente, importa destacar que o nível de investimento dos operadores das redes de distribuição foi, em 2023, o mais elevado dos últimos 10 anos, em contraciclo com a evolução da procura de gás.

### **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 no ano de 2023 e nas estimativas para 2024, 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, por forma a responder ao contexto de incerteza de evolução da atividade. Recorda-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 2027. Os Comercializadores de Último Recurso retalhistas (CUR) enfrentam, assim, o desafio de adaptação da sua estrutura de custos à evolução da atividade e à incerteza decorrente do passado recente.

---

<sup>8</sup> A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proposta de Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás”.

## 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<sup>10</sup>), verifica-se que em todas as atividades de AP essas taxas são próximas. A exceção são a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, na qual se tem registado alguma oscilação das taxas e a atividade de Gestão Técnica Global do SNG (GTGS), nos anos de 2022 e 2023. Também na atividade de Distribuição, o RoR regulatório é muito próximo do RoR ERSE, com a exceção da Sonorgás, até 2022. A aproximação das taxas evidencia a maior facilidade que as empresas têm tido em atingir as metas de eficiência impostas pelo Regulador.

A comparação das taxas de rentabilidade calculadas com base em contas estatutárias (RoR estatutário<sup>11</sup>) e com base em contas reguladas revela duas tendências distintas: (i) nas atividades de Alta Pressão, as taxas de rentabilidade resultantes das contas reguladas estão, de um modo geral, em linha com os cálculos efetuados com as contas estatutárias; e (ii) na atividade de Distribuição, o RoR estatutário tem sido superior ao RoR regulatório, na medida em que as contas reguladas incorporam valores da reavaliação inicial dos ativos efetuada ao abrigo do contrato de concessão. No entanto, esta diferença tem-se esbatido devido ao menor impacte da reavaliação inicial.

## ESTRUTURA DO DOCUMENTO

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

No capítulo 3, apresenta-se a evolução entre 2013 e 2024 dos proveitos permitidos, gastos, desvios de faturação e ativo das atividades em AP desenvolvidas pela REN, no que respeita à receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo e transporte de gás (no qual se inclui a atividade de GTGS).

---

<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.

<sup>10</sup> (Proveitos permitidos – custos reais) / ativo a remunerar (valor real considerado pela ERSE).

<sup>11</sup> EBIT/ativo a remunerar (valor real nas contas estatutárias da empresa).

No capítulo 4, apresenta-se uma análise entre 2013 e 2024 dos proveitos permitidos, gastos, desvios de faturação e ativo efetuada à globalidade dos 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 2013 e 2024 dos proveitos permitidos, gastos, desvios de faturação e ativo efetuada à globalidade dos CUR 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<sup>12</sup> e Sonorgás.

No capítulo 6, é realizada uma análise à rentabilidade das empresas reguladas para os anos de 2013 a 2023. 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 CUR, que não foram alvo de análise individualizada nos capítulos anteriores.

---

<sup>12</sup> A EDP Gás Serviço Universal, S.A. passou, a partir de janeiro de 2025, a ser designada por Gás SU, S.A.. Contudo, considerando que o período analisado neste documento termina em 2024 optou-se por manter a designação anterior.



## 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 CUR 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>13</sup>, tal como se constatou sobretudo ao longo de 2023 com efeitos que se prologaram em 2024.

Refira-se que a regulamentação do setor do gás foi alterada em 2023, justificada pelo início de um novo período de regulação (iniciado em 2024) e para acolher as alterações legislativas aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 janeiro, em particular, ao nível da estrutura de financiamento da atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA). No Regulamento Tarifário do gás (RT), a revisão operada visou a sua adequação aos objetivos definidos para o período de regulação que se iniciou em 2024 e que assentam, em grande medida, em assegurar a sustentabilidade económica das atividades reguladas do setor do gás, num contexto de descarbonização dos setores económicos e de transição energética. Neste sentido, destaca-se a introdução de um Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP) nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG). Este incentivo tem

---

<sup>13</sup> Decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro.

como objetivo sinalizar aos ORD a necessidade de tomarem decisões economicamente racionais de investimento, numa perspectiva sistêmica de longo prazo. Para este fim, o IOPP responsabiliza essas empresas pelas suas previsões de evolução da procura de gás, que sustentam os investimentos considerados nos PDIRDG aprovados.

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:

- **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>14</sup> com diminuição do período de alisamento do custo de capital para 10 anos<sup>15</sup>. Esta metodologia mantém-se atualmente. A partir do período de regulação 2013-2016, implementou-se um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, que se mantém, 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>16</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>17</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. Este mecanismo mantém-se igualmente.
- **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

---

<sup>14</sup> Custo com capital, do inglês *Capital expenditure*.

<sup>15</sup> O período de alisamento terminou no final do primeiro semestre de 2017.

<sup>16</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>17</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

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). 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 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* no OPEX, 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>18</sup> acrescida de uma remuneração do fundo de maneio, tendo passado para uma regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>19</sup>, mantendo-se a remuneração do fundo de maneio. 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 CUR. Acrescenta-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. Desde 2023 passaram a ser reconhecidos fora do âmbito de aplicação de metas de eficiência os gastos com as mudanças de comercializador ativadas na Plataforma do OLMCA.

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

---

<sup>18</sup> No primeiro período de regulação foi definido um custo unitário de referência.

<sup>19</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

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.

No período de regulação 2020 a 2023, os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX corresponderam 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 período de regulação 2024 a 2027, os fatores de eficiência aplicados ao OPEX são para cada atividade regulada, os seguintes: (i) 1,5% na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL; (ii) 2% na atividade de Transporte e 1,5% na atividade Gestão Técnica e Global do SNG; (iii) 1,5% na atividade de Armazenamento Subterrâneo; (iv) entre 1,5% e 4,5% por empresa, no caso da Distribuição; e (v) 1% para todos os Comercializadores de último recurso.

No que respeita ao custo de capital, nos períodos de regulação 2020 a 2023 e 2024 a 2027, 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 alheios. Nos anos de 2022 e de 2023, dois últimos anos com valores fechados e auditados, as taxas de remuneração aplicadas ao nível das atividades de AP foram de 5,29% e 5,70%, respetivamente, e de 5,49% e 5,90%, respetivamente, 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

Os proveitos a recuperar pelas tarifas num 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, chamada de ajustamento, é incorporada nos proveitos a recuperar pelas tarifas até dois anos tarifários subsequentes ao ano em que se verificou, com a respetiva atualização financeira. Deste modo, os proveitos permitidos incorporam as previsões de proveitos para o ano de aplicação das tarifas e os ajustamentos dos anos anteriores.

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 consideradas nas tarifas. Para esse efeito, compara-se, por um lado, os proveitos permitidos previstos nas tarifas<sup>20</sup> com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores<sup>21</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>22</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.

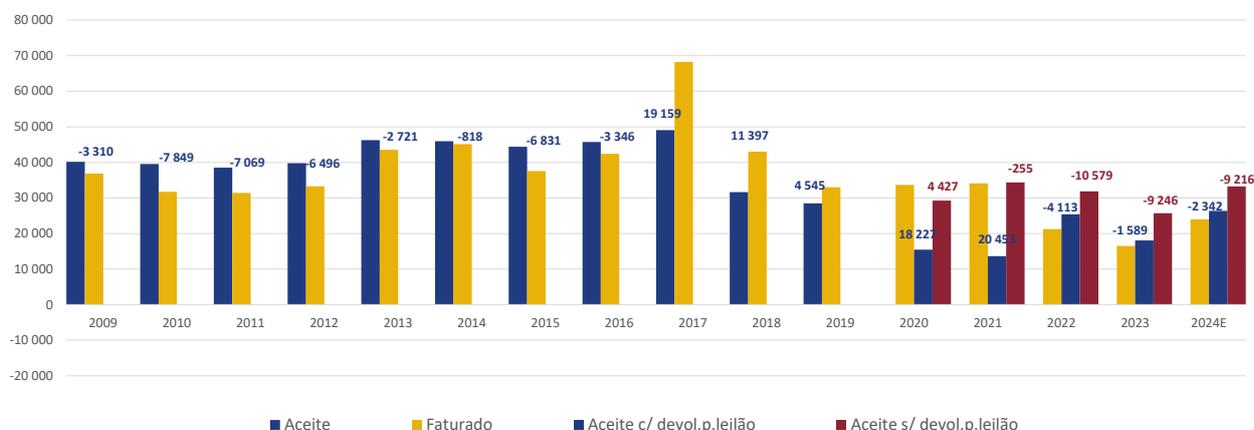
---

<sup>20</sup> Nos gráficos indicados como Tarifas.

<sup>21</sup> Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como “Aceite”.

<sup>22</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)

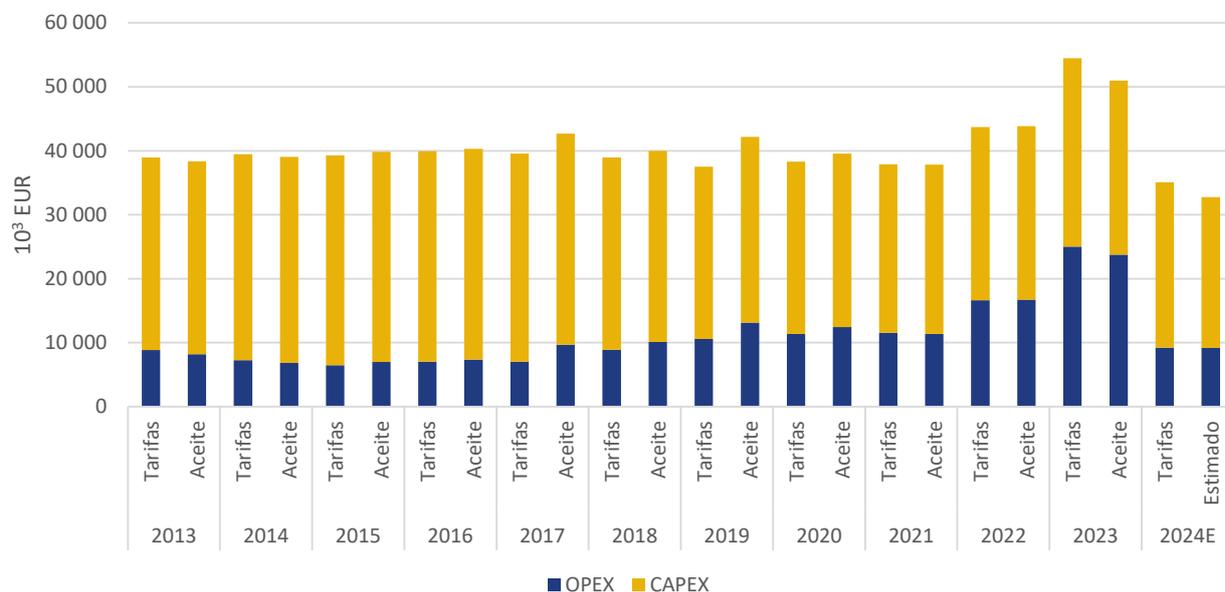


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Como se observa, até 2016, os valores faturados (a amarelo) foram sempre inferiores aos proveitos permitidos definitivos em cada um dos anos, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa, situação alterada entre 2017 e 2021, período em que os ajustamentos passaram a ser a favor dos consumidores. Esta situação é justificada pelo acréscimo significativo da faturação, relativamente às previsões para esses anos. 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, 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)

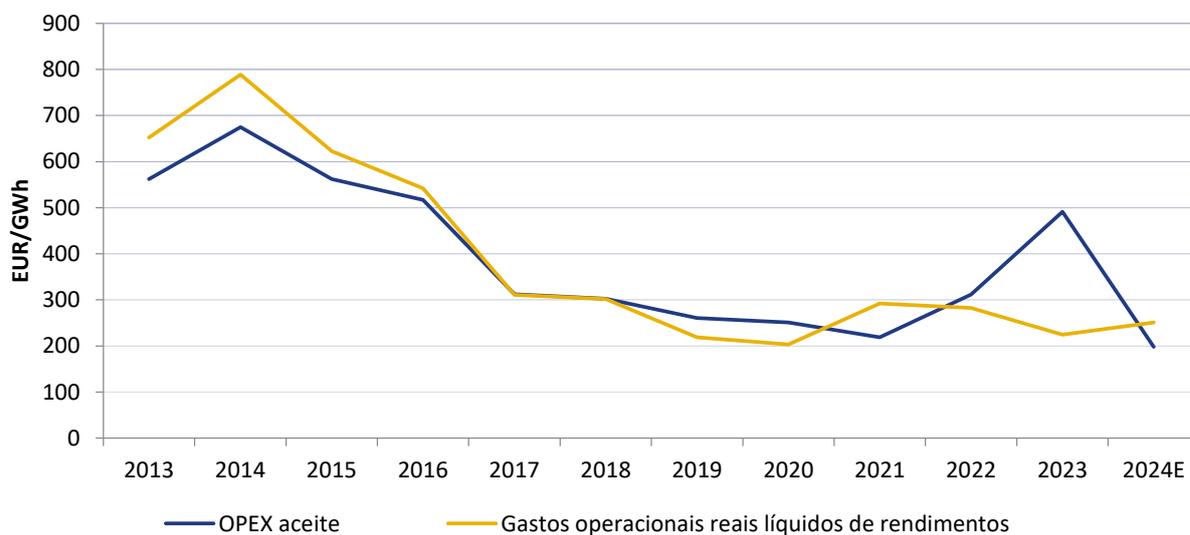


Verifica-se a partir de 2017 a uma maior oscilação entre os valores previstos em tarifas e aceites, sendo ainda de salientar o acréscimo do valor da componente do OPEX. Este acréscimo dos gastos operacionais deve-se, em primeiro lugar, ao aumento das quantidades regaseificadas de gás natural, pelo terminal 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. Destaca-se o ano de 2023, em que se verifica um aumento significativo da componente variável associada ao preço da eletricidade.

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.

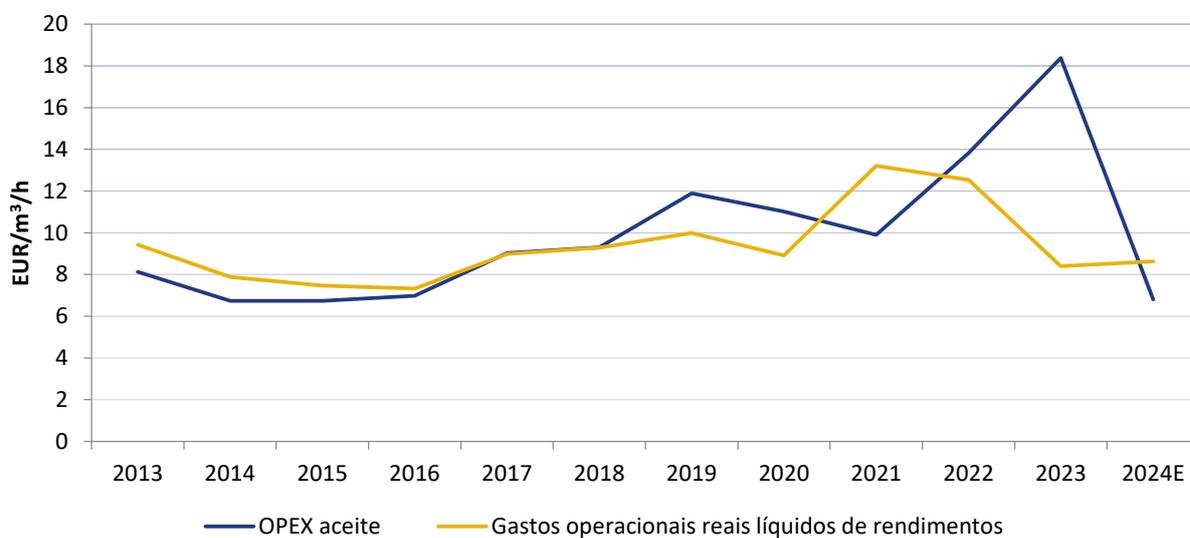
## 3.1.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 3-3 - Custos unitários por energia regaseificada  
(preços constantes 2024)



Após o acréscimo verificado até 2014 nos custos unitários por energia regaseificada devido à grande quebra registada ao nível das quantidades de energia entregues pelo Terminal de GNL, assiste-se a uma estabilização dos valores até 2020. A partir de 2021, verifica um novo acréscimo justificado, conforme referido anteriormente, ao aumento do custo da eletricidade utilizada nos processos de regaseificação de gás, com especial relevo em 2023. Para 2024, ano em que se iniciou um novo período de regulação, foram revistos vários parâmetros, tais como o que associa o OPEX aceite à variação média anual do preço da eletricidade. Esta revisão deverá resultar numa redução significativa do OPEX aceite.

Figura 3-4 - Custos unitários por capacidade de emissão  
(preços constantes 2024)

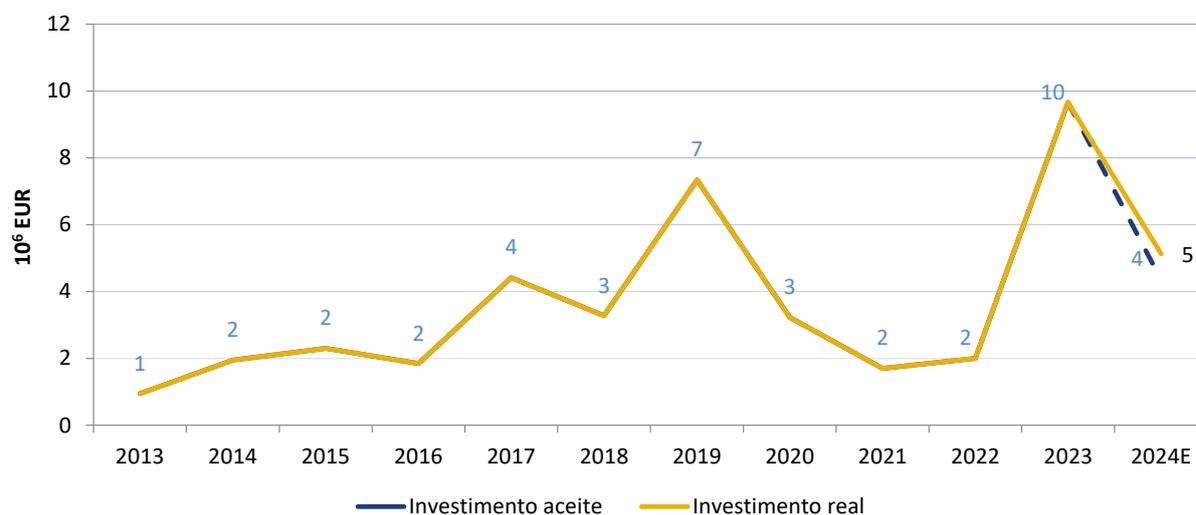


Tendo em conta que a capacidade de emissão é constante, a figura anterior permite verificar a evolução do OPEX do Terminal de GNL. Estes custos baixaram até 2016, tendo havido uma inversão a partir de 2017, mais significativa a partir de 2021, pelas razões já apontadas.

Em termos médios, tendo em conta os últimos 3 anos reais (2021 a 2023), o valor de OPEX unitário por 2024 estima-se uma redução no valor para 251 €/GWh e 9 €/m³/h. No entanto, prevê-se que o valor aceite para efeitos tarifários nesse ano seja 198 €/GWh e 7 €/m³/h, respetivamente.

## 3.1.3 INVESTIMENTO

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

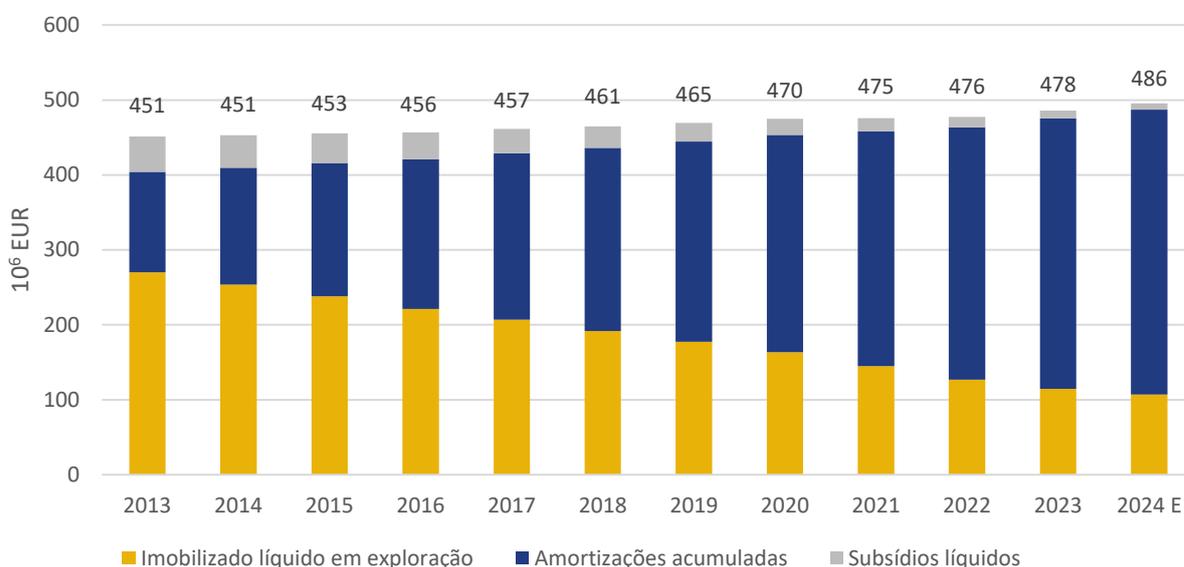


A Figura 3-5 apresenta a evolução a preços correntes dos valores dos investimentos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. De salientar que a partir de 2021, o Regulador deixou de considerar na base de ativos regulada os ativos que não se encontram aprovados pelo Concedente ao abrigo do PDIRGN 2017 (último plano aprovado) ou ao abrigo de processos de aprovação autónoma (a mais recente aprovação decorre do Despacho nº 182/MAEN/2025, de 20 de maio), e por não existir necessidade comprovada para a sua realização. Nesta atividade, decorrente desta situação, só em 2024 se estima que o investimento aceite para efeitos tarifários não coincida com os valores reportados pela empresa, como se observa na figura anterior, A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás”.

Para o período em análise, verifica-se um valor de investimento significativo em 2019 devido a trabalhos de substituição de equipamentos em fim de vida útil. Para 2023 verificaram-se alguns investimentos com a mesma natureza, sendo o mais significativo o investimento realizado ao abrigo da Resolução do Conselho de Ministros nº 82/2022 no terminal de GNL, investimento aceite na totalidade. Para 2024, a empresa estima investimentos de montantes superiores aos aprovados, razão para a sua não consideração.

### 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>23</sup>



A Figura 3-6 evidencia uma certa estabilidade do imobilizado bruto entre 2013 e 2017, verificando-se posteriormente um ligeiro aumento.

## 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

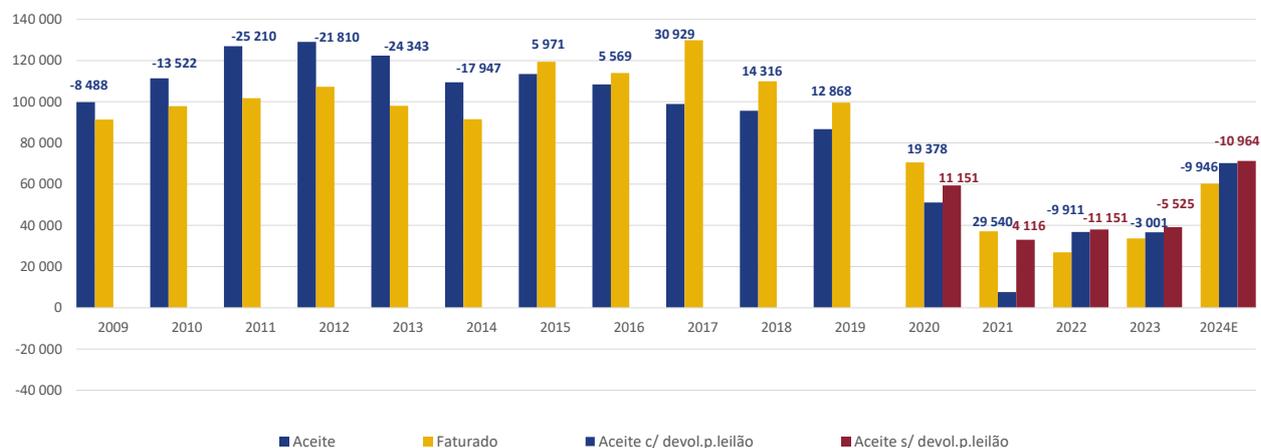
Tal como o primeiro ponto do capítulo anterior, este ponto compara os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas<sup>24</sup> com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores).

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

<sup>24</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)**

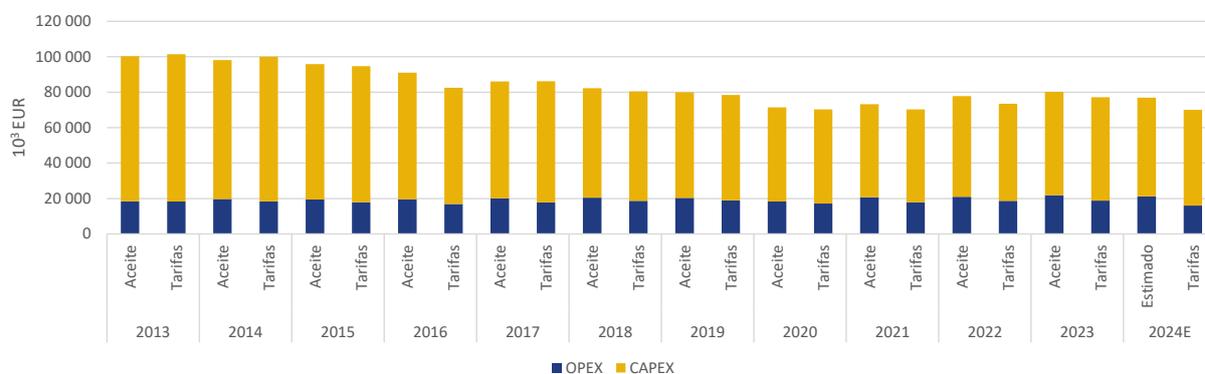


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

Verifica-se que, em 2013 e 2014, os valores faturados foram inferiores aos proveitos permitidos aceites, gerando ajustamentos a recuperar pela empresa. Após 2014, inverteu-se esta situação, sendo os ajustamentos a devolver pela empresa, com valores substancialmente elevados em 2017 e 2021, o que resulta, essencialmente, do 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 partir de 2022, os ajustamentos voltam a ser montantes a recuperar pela empresa em virtude das quebras de faturação ocorridas.

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.

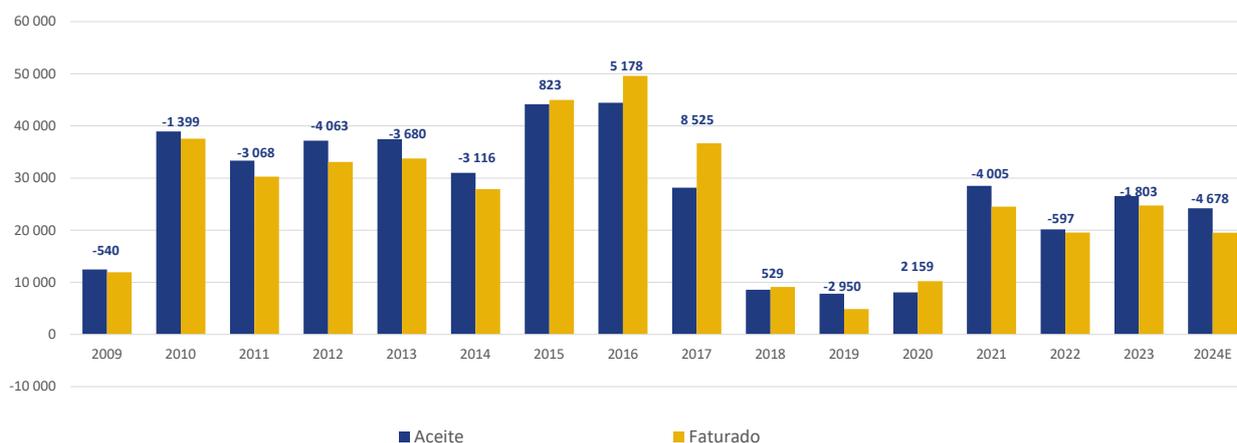
**Figura 3-8 - Evolução dos proveitos permitidos na atividade de Transporte  
(preços correntes)**



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, e também em 2020, os ajustamentos nesta atividade são sempre a favor da empresa, o que se deve ao aumento dos custos da atividade ser superior ao da 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)**

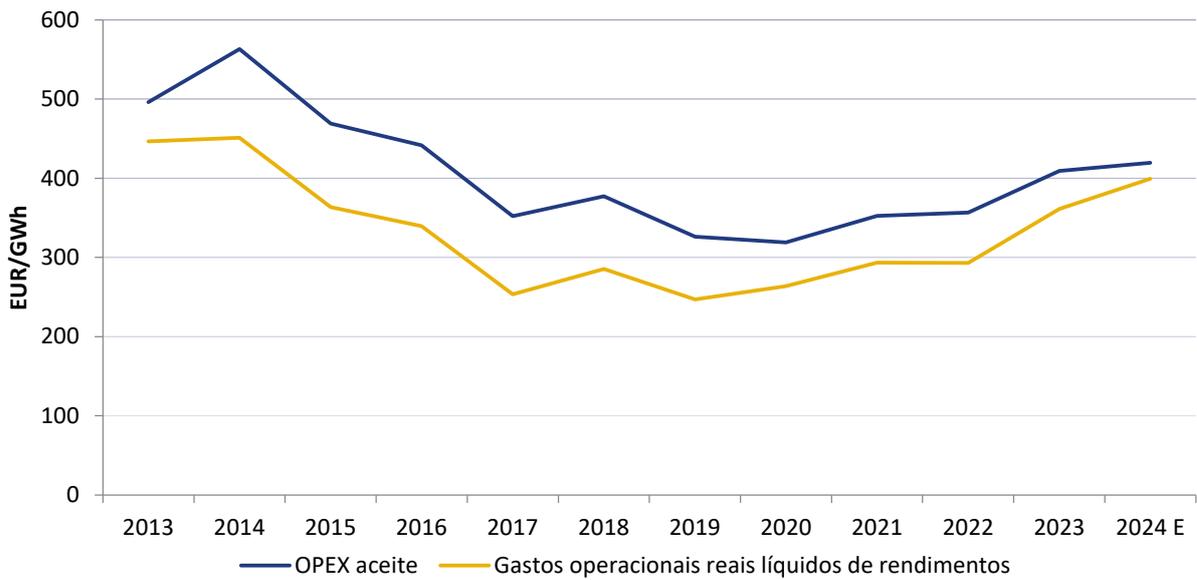


Verifica-se que ao nível do OPEX e do CAPEX não ocorrem grandes diferenças entre os proveitos permitidos previstos (Tarifas) e os proveitos permitidos definitivos (Aceite).

### 3.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVERS DE CUSTO

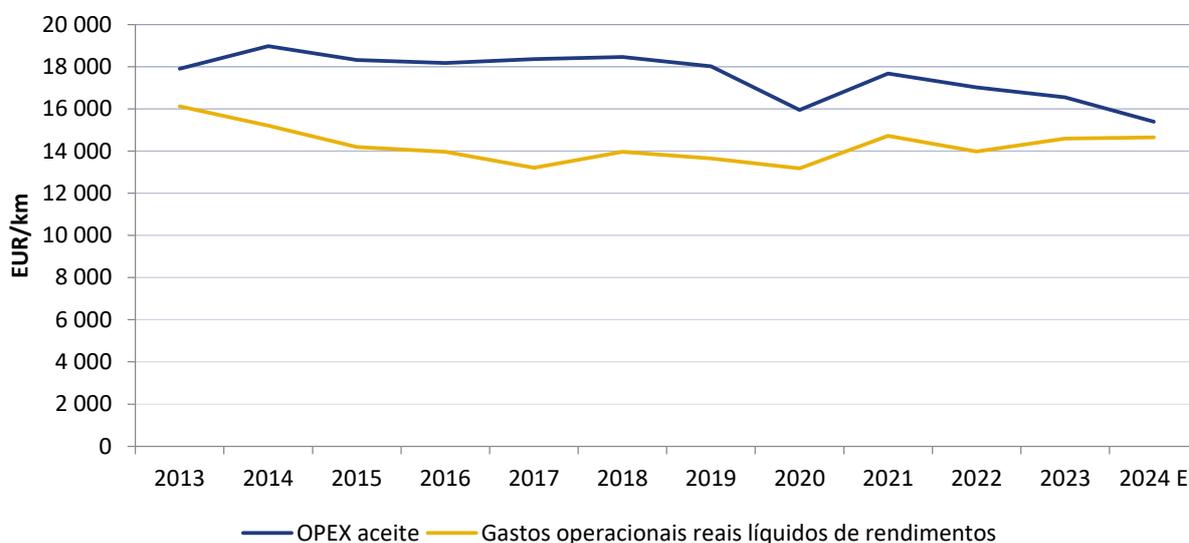
As Figura 3-11 e Figura 3-12 apresentam a evolução do OPEX por energia transportada e por km de rede <sup>25</sup> da atividade de Transporte.

**Figura 3-11 - Custos unitários por energia transportada  
(preços constantes 2024)**



<sup>25</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 2024)



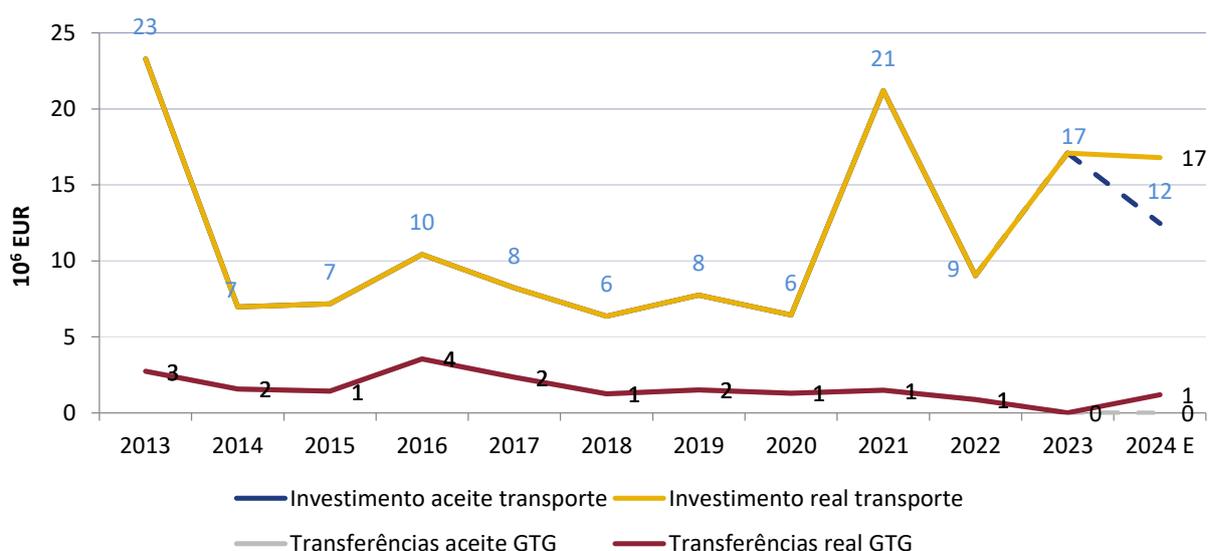
Verifica-se na série em análise que os custos unitários reais quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, foram inferiores ao proveito permitido unitário (OPEX aceite), assistindo-se a uma aproximação desde 2020 a que não é alheia a recalibração dos parâmetros para o período de regulação 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, ano em que se estima que ocorra uma nova e maior aproximação do OPEX aceite.

Não obstante, a redução observada nos custos unitários por quantidade transportada, quer reais como aceites, a partir de 2020 assiste-se a um aumento, explicado pela diminuição das quantidades de gás transportado. Em termos médios, tendo em conta os últimos 3 anos reais (2021 a 2023), o valor por unidade transportada situa-se em 316 €/GWh e o valor por km de rede em 14 435 €/ km. Para 2024 estima-se um acréscimo no valor de OPEX por unidade transportada para 399 €/GWh e por km de rede para 14 650 €/ km, sendo que os valores aceites para tarifas deverão aumentar para 420 € por unidade de gás transportada e para 15 397 € por km de rede.

## 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



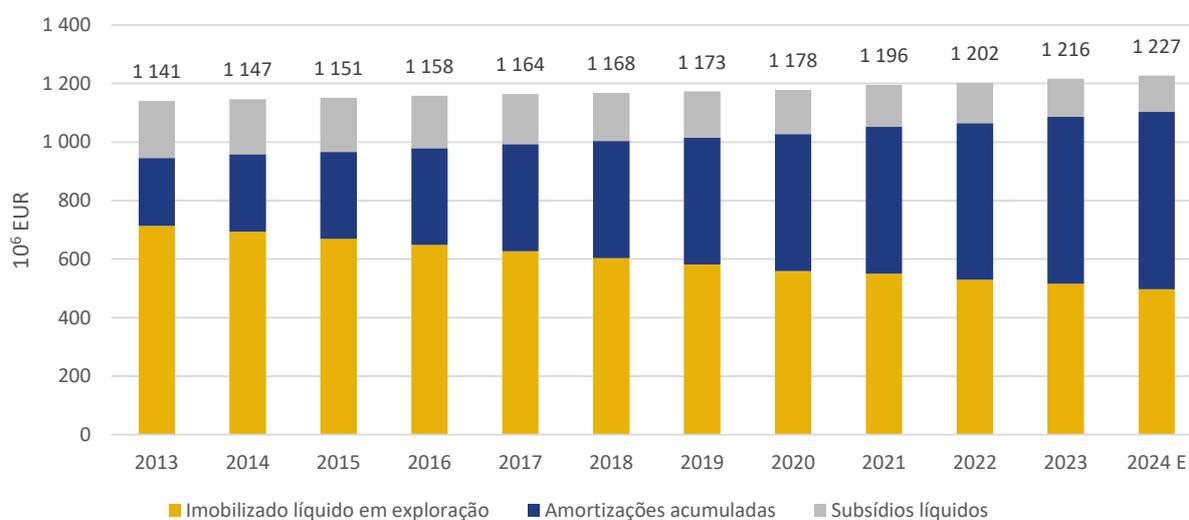
Na atividade de Transporte, em 2013, o valor elevado de investimento corresponde ao projeto da 3.ª ligação no troço Mangualde – Guarda e, em 2021, o maior valor registado nestes anos, resulta da aquisição de gás de *linepack*, decorrente de obrigações regulamentares. Para 2023 e 2024, os investimentos registados decorrem, entre outros, de substituição de equipamentos em fim de vida útil e de atualização e transformação digital, onde se inclui a atualização do sistema SCADA. Também se destacam os investimentos na adaptação das infraestruturas aos gases renováveis, projetos que já foram alvo de aprovação autónoma pelo Concedente. 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.

A partir de 2021, a ERSE deixou de considerar na base de ativos regulada os ativos que não se encontram 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. Assim, como se observa, na figura anterior, só em 2024 os valores estimados pela empresa não coincidem com os valores

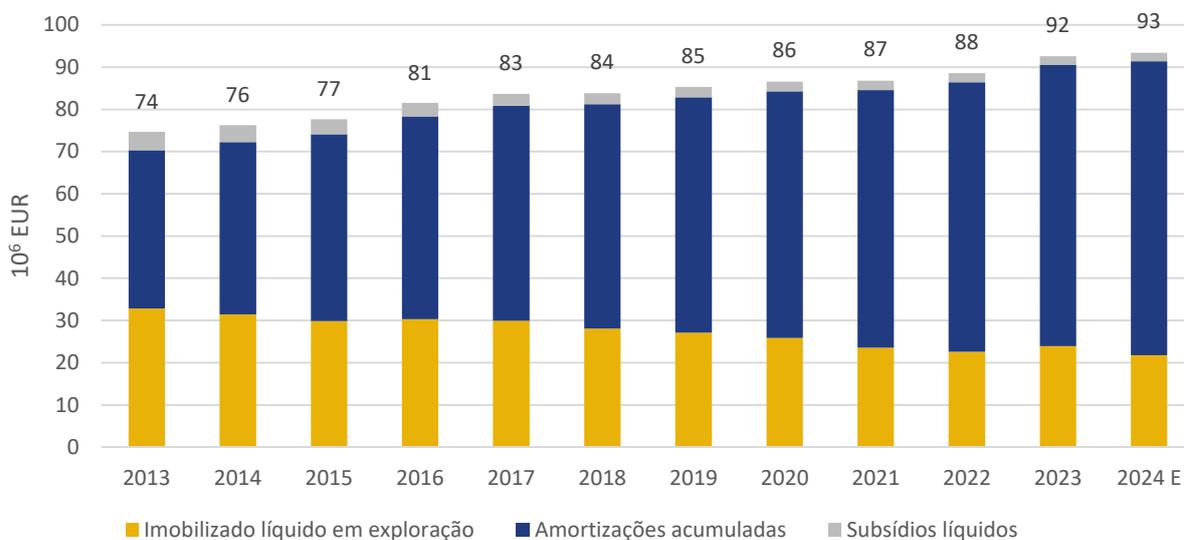
aceites, pois os montantes aprovados na última aprovação autónoma (Despacho nº 182/MAEN/2025, de 20 de maio) foram inferiores aos montantes estimados. A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proposta de Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 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>26</sup>



<sup>26</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE

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

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

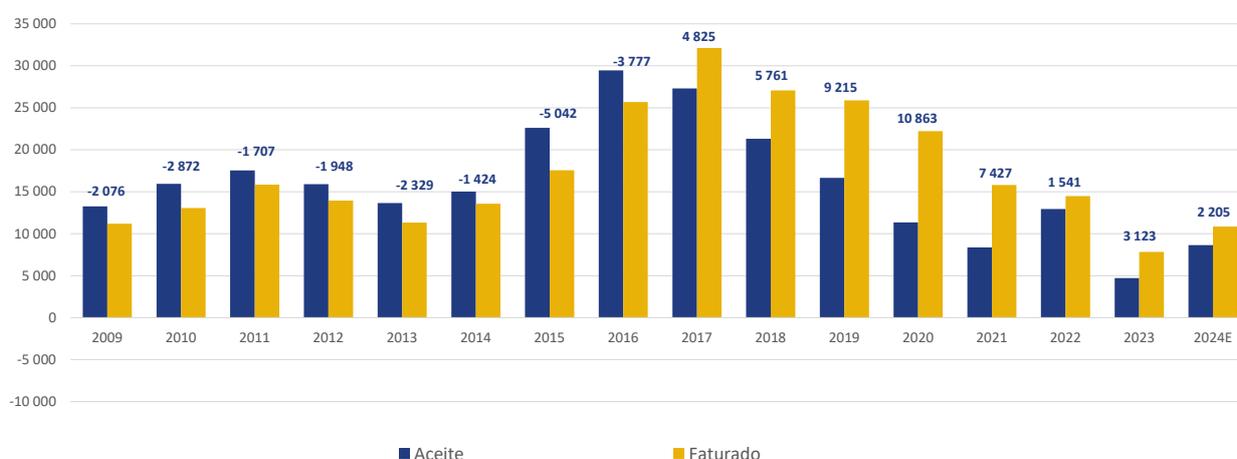
Neste ponto são comparados os proveitos faturados com a aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos considerados em ajustamentos (com efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores)<sup>27</sup>. Efetua-se

<sup>27</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.

igualmente uma análise comparativa entre os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas<sup>28</sup> com os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores<sup>29</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).

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

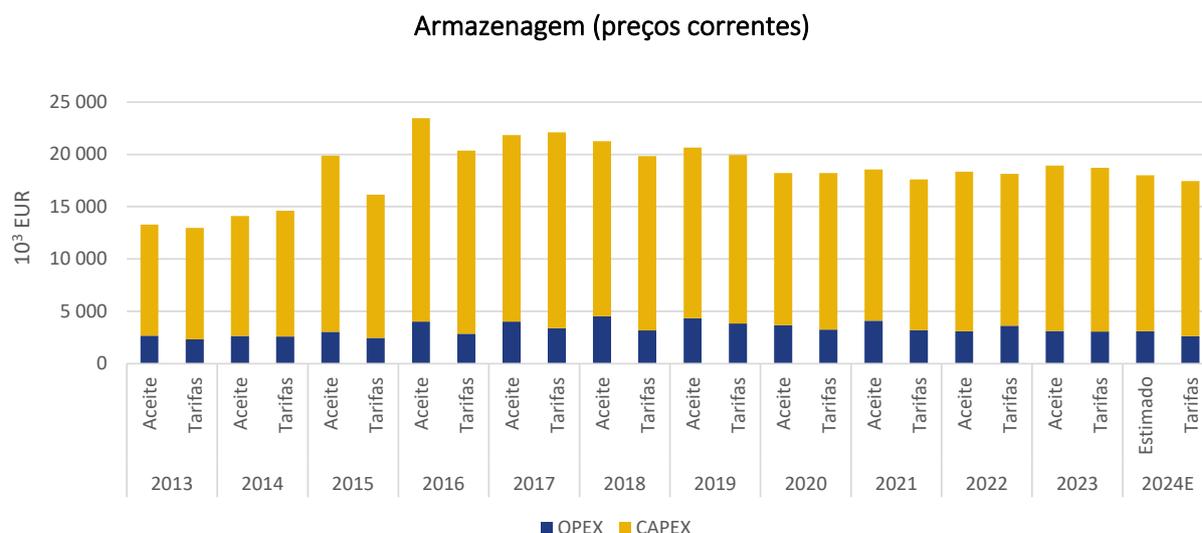


Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

<sup>28</sup> Nos gráficos indicados como Tarifas

<sup>29</sup> Valor final dos proveitos permitidos do ano a que dizem respeito. Nos gráficos indicados como "Aceite".

Figura 3-17 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN



Na Figura 3-17 verifica-se que, excetuando os anos 2015 e 2016, nos quais é sentido o efeito, principalmente na componente de CAPEX, da incorporação da atividade desenvolvida pela Transgás Armazenagem, na REN Armazenagem, que ocorreu em maio de 2015, não ocorrem grandes diferenças entre os valores previstos em tarifas e os valores verificados.

No que respeita ao 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.

### 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 2024)

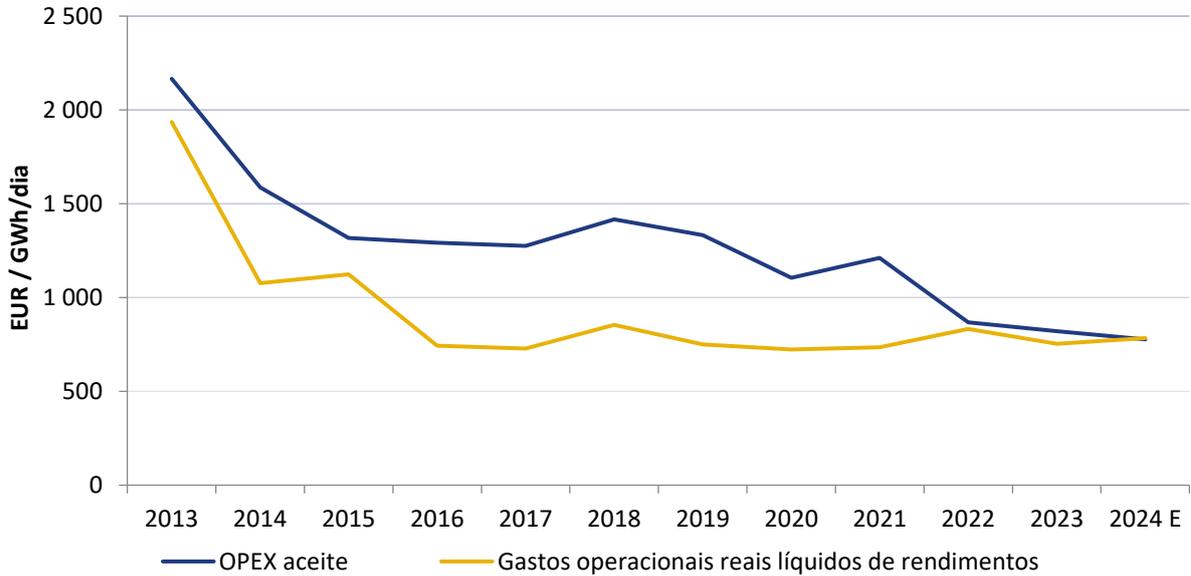
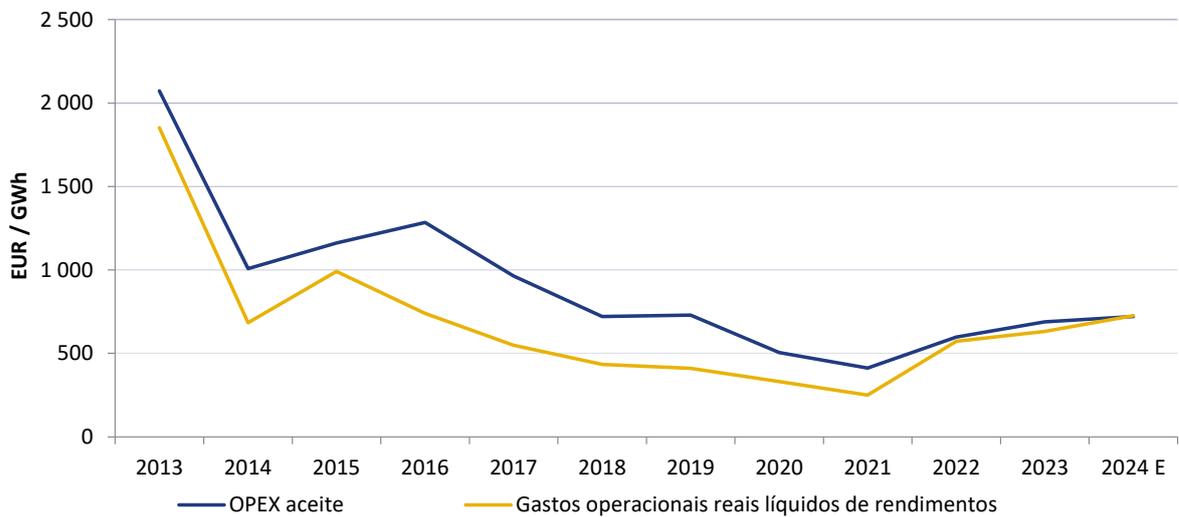


Figura 3-19 - Custos unitários por energia injetada e extraída  
(preços constantes 2024)



Os custos unitários reais apresentam uma queda acentuada a partir de 2013, altura em que a atividade passou a ser regulada por incentivos. Tal como já referido, 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. O aumento verificado a partir de 2021 decorre do decréscimo da energia injetada e extraída.

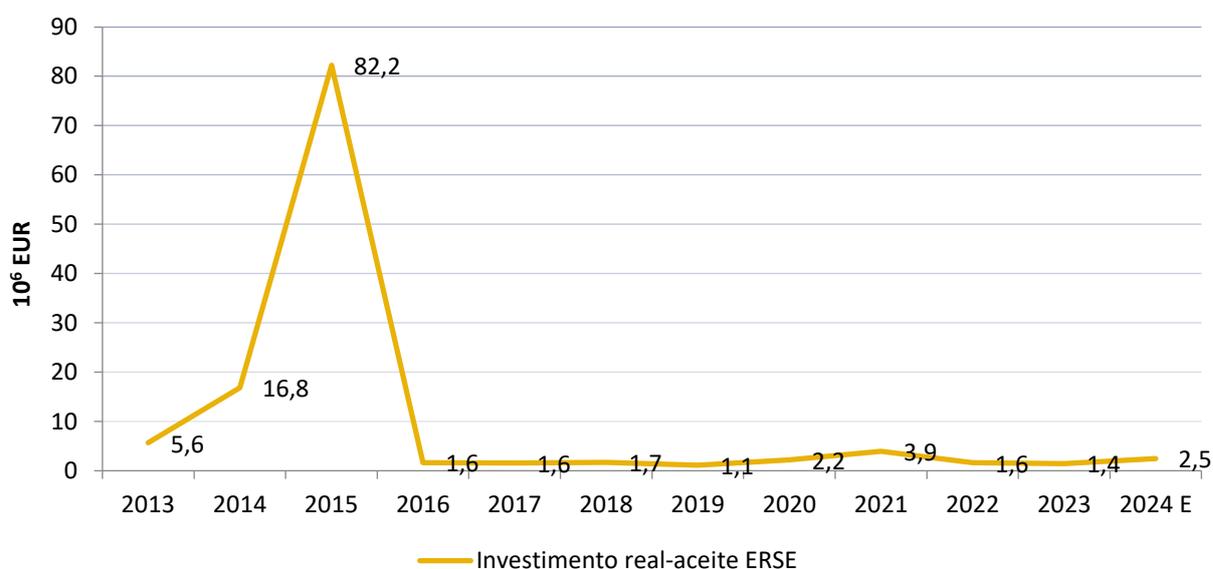
Constata-se, igualmente, que os proveitos permitidos (OPEX aceite) são superiores aos gastos reais da empresa. Em 2020, com o início do período de regulação 2020-2023 os custos reais e aceites aproximaram-se, uma vez que os parâmetros foram calibrados. A partir de 2022, embora o OPEX aceite continue acima dos gastos operacionais reais, observa-se uma aproximação significativa, estimando-se que em 2024 ocorra uma inversão da tendência.

Em termos médios, tendo em conta os últimos 3 anos reais (2021 a 2023), o valor por capacidade de armazenamento situa-se em 773 €/GWh/ dia e o valor por GWh em 485 €/GWh. Para 2024 estima-se um acréscimo no valor por capacidade de armazenamento para 782 €/GWh/dia e um acréscimo no valor por energia injetada/extraída para 726 €/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.

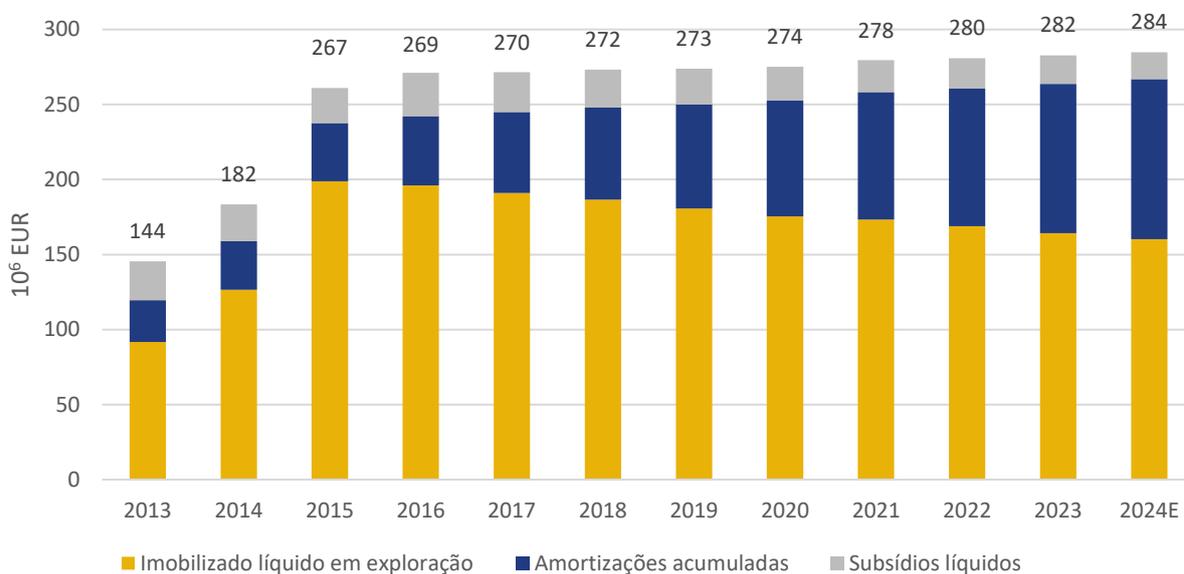
Figura 3-20 - Evolução do investimento a custos reais da atividade de AS da REN Armazenagem



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 apenas os investimentos aprovados passaram a ser aceites para efeitos tarifários. Esta situação decorre da monitorização dos investimentos no âmbito dos planos de desenvolvimento e investimento das redes de gás (PDIRG) realizada pela ERSE, que pode conduzir 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. Tal como já referido, para as infraestruturas de Alta Pressão foram aprovados, recentemente, (Despacho nº182/MAEN/2025, de 20 de maio), montantes de investimento, nos quais se incluem os reportados para a atividade de armazenamento subterrâneo. A análise detalhada relativa à monitorização e aceitação de investimentos encontra-se plasmada no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 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>30</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. Em 2014 também se regista 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>30</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>31</sup>. Efetua-se igualmente uma análise comparativa entre os proveitos permitidos previstos considerados nas tarifas<sup>32</sup> e os proveitos permitidos definitivos, sem efeitos dos ajustamentos dos anos anteriores<sup>33</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 2013 e, novamente, a partir de 2022.

Com efeito, nos últimos 5 anos reais verificam-se desvios a favor das empresas 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.

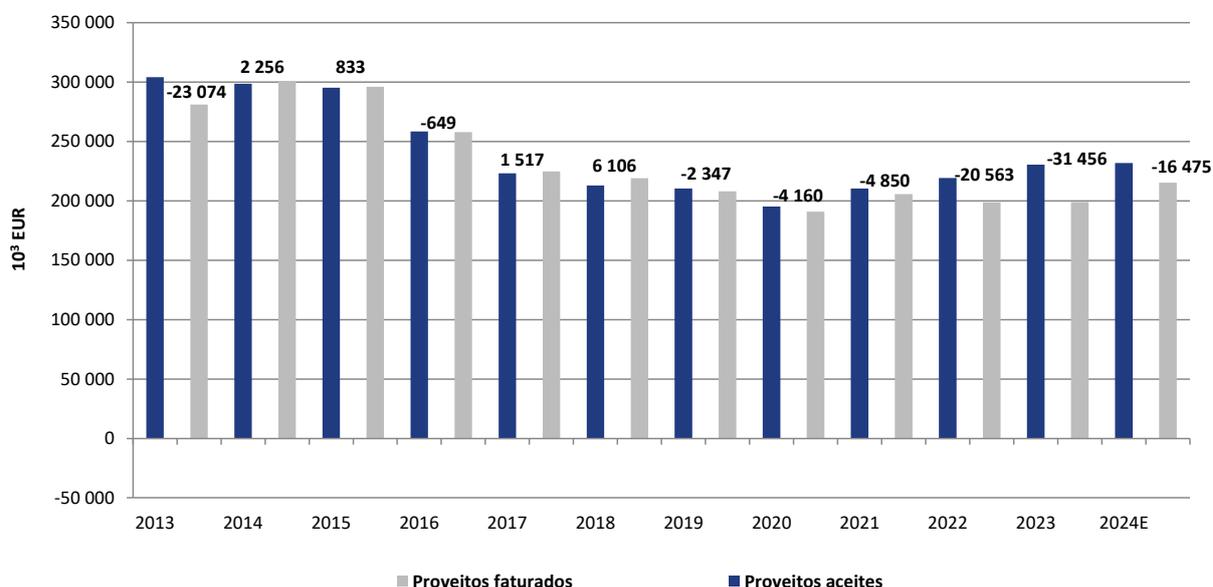
---

<sup>31</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>32</sup> Nos gráficos indicados como Tarifas

<sup>33</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)



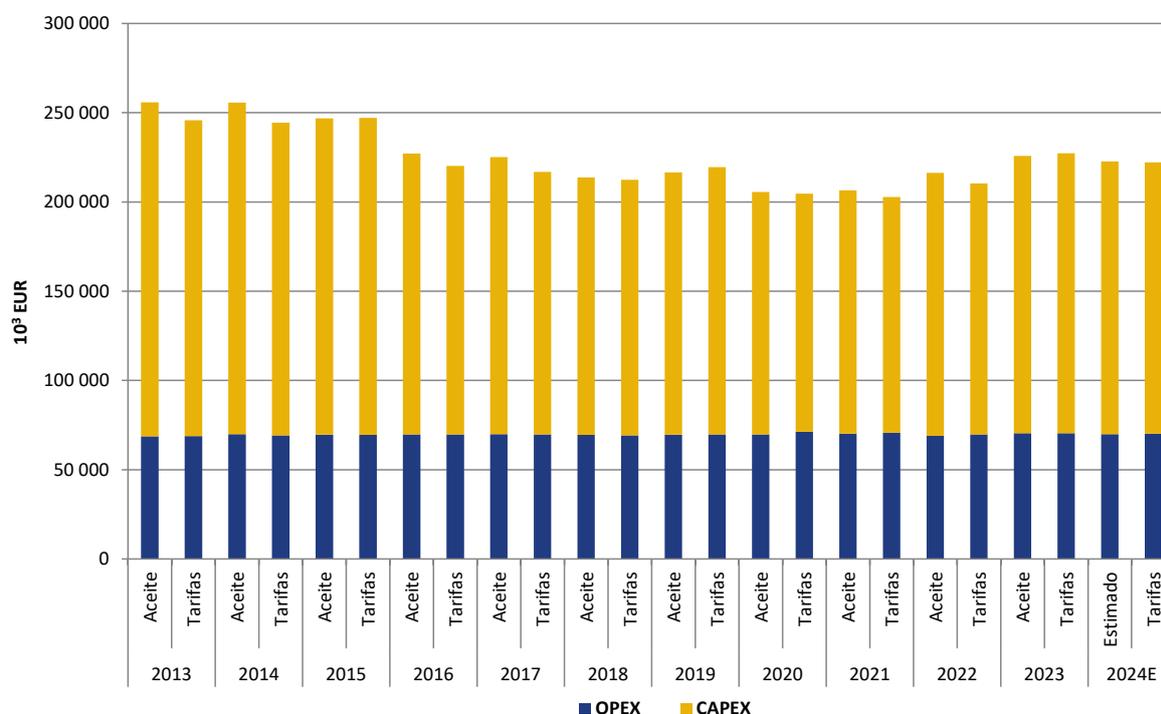
Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa

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 a partir de 2022 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 (gastos operacionais reais), 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 2024)

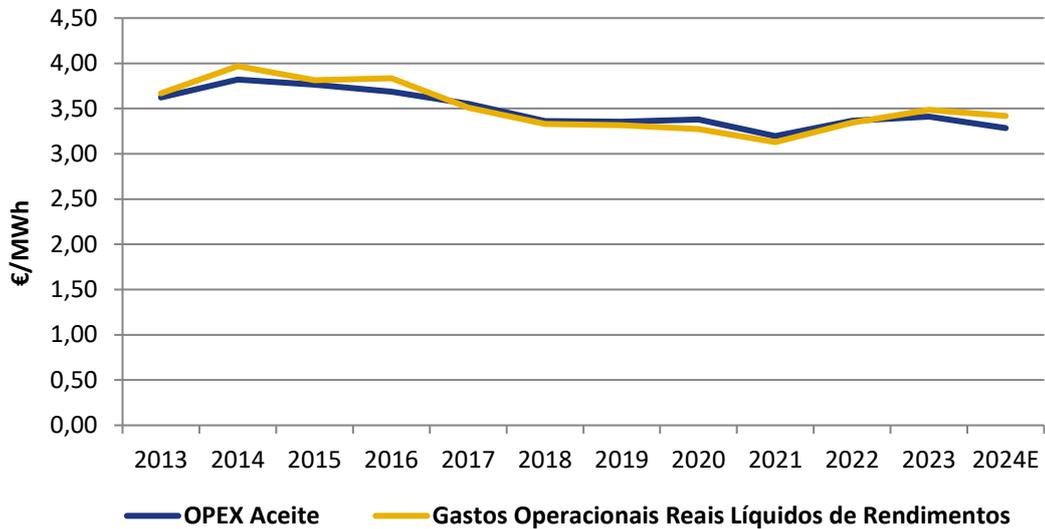
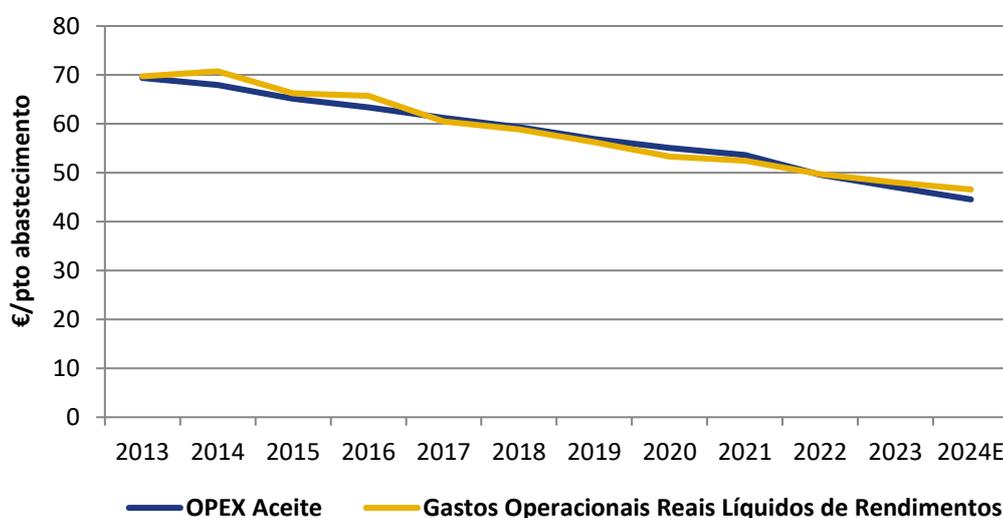


Figura 4-4 – Custos unitários por ponto de abastecimento dos 11 ORD  
(preços constantes 2024)



Como se observa, no conjunto dos ORD, os proveitos permitidos unitários (OPEX Aceite) e os gastos operacionais reais líquidos de rendimentos são muito próximos, o que indicia que terá havido por parte dos operadores uma preocupação em atingir as metas de eficiência impostas pela ERSE.

A tendência de decréscimo dos custos unitários por energia distribuída 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. Estima-se que em 2024, o efeito de redução do OPEX seja superior ao efeito de ligeira redução das quantidades, levando a uma diminuição dos custos unitários. Em sentido contrário, tem-se assistido a um aumento ligeiro do número de pontos de abastecimentos, em média 1,7%, 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 (2021 a 2023), o valor por MWh situa-se em 3,32 €/MWh e o valor por pa em 50,1 €/pa. Para 2024 estima-se um decréscimo no valor por energia para 3,29 €/MWh e um decréscimo no valor por pa para 46,6 €/pa.

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

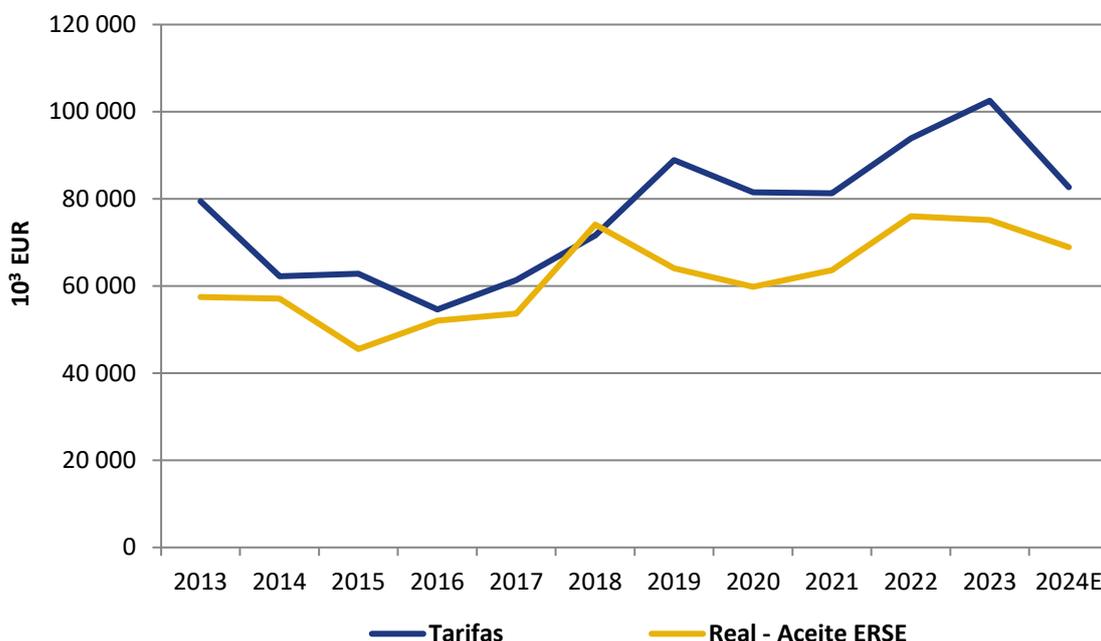
A evolução do investimento dos onze ORD é apresentada na figura seguinte, sendo comparado para cada ano civil, o valor estimado e previsto para efeito de cálculo de proveitos previstos para tarifas (“Tarifas”) e o valor efetivamente realizado pelas empresas e aceite pela ERSE (“Real – Aceite ERSE”). Os valores de investimento analisados correspondem aos valores do imobilizado que entram em exploração uma vez que, na generalidade das empresas, 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 necessariamente coincidente com o investimento reportado pelas empresas. As diferenças, a ocorrerem, resultam 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 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás”<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> Refira-se que, até ao ano de 2023 real, os valores reais reportados pelas empresas correspondem aos valores reais aceites pela ERSE, porque se encontram aprovados.

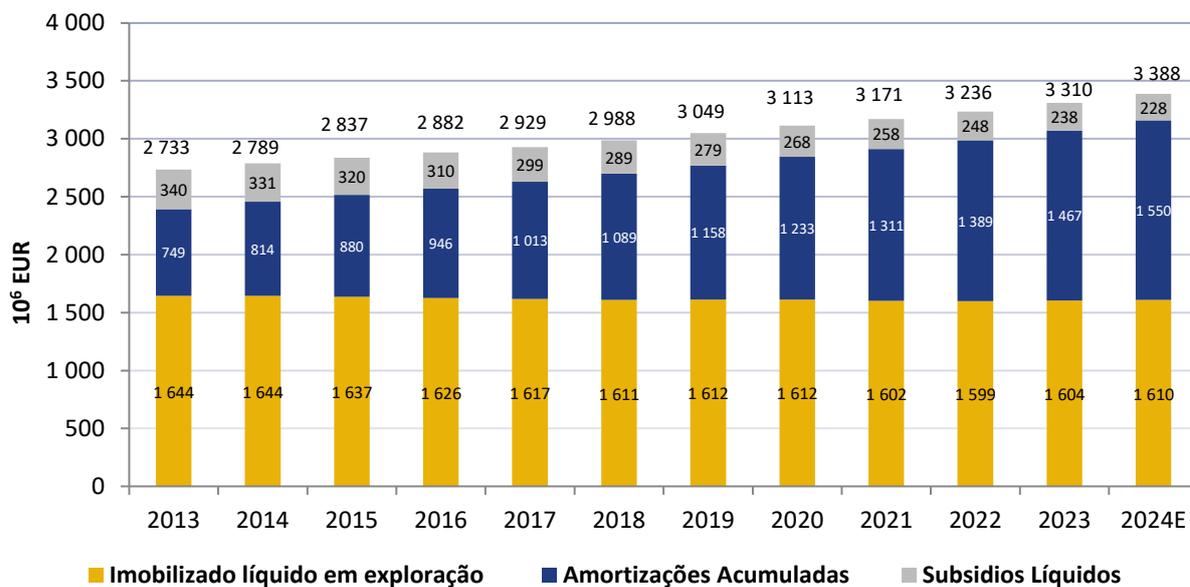
Figura 4-5 - Evolução do imobilizado em exploração dos 11 ORD



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 e até 2023, para valores acima dos 60 milhões de euros.

Verifica-se, igualmente, com maior expressão nos últimos anos de análise, que os valores previstos pelas empresas (valores de tarifas) 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>35</sup>

## 4.2 ANÁLISE POR EMPRESA

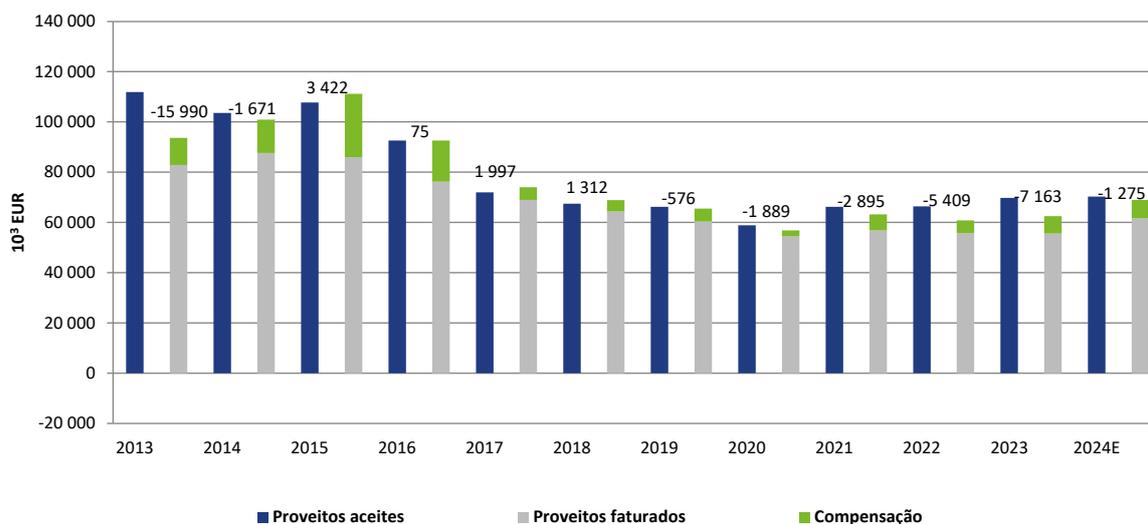
De seguida apresentam-se alguns indicadores de desempenho dos cinco operadores seleccionados: LisboaGás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás e Sonorgás.

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

4.2.1 LISBOAGÁS

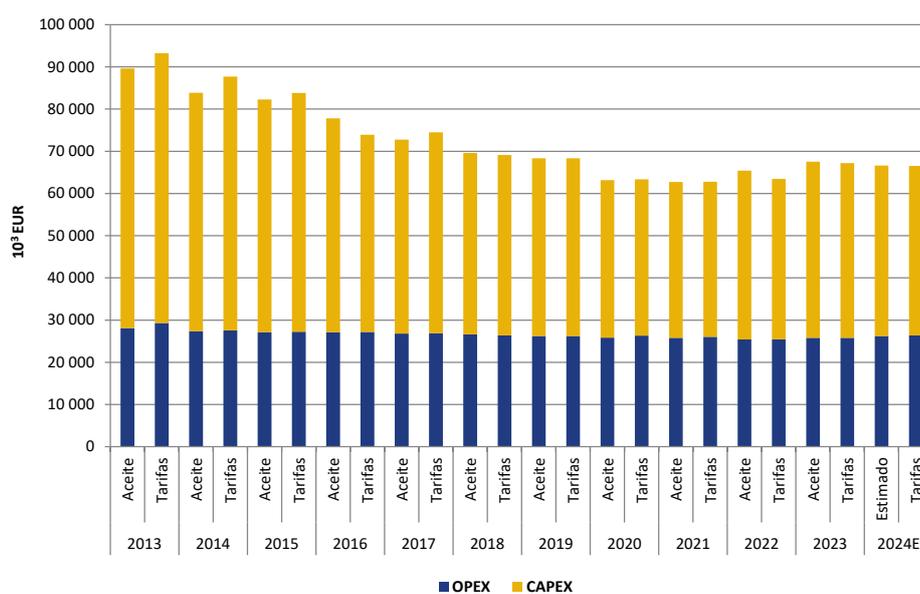
EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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)

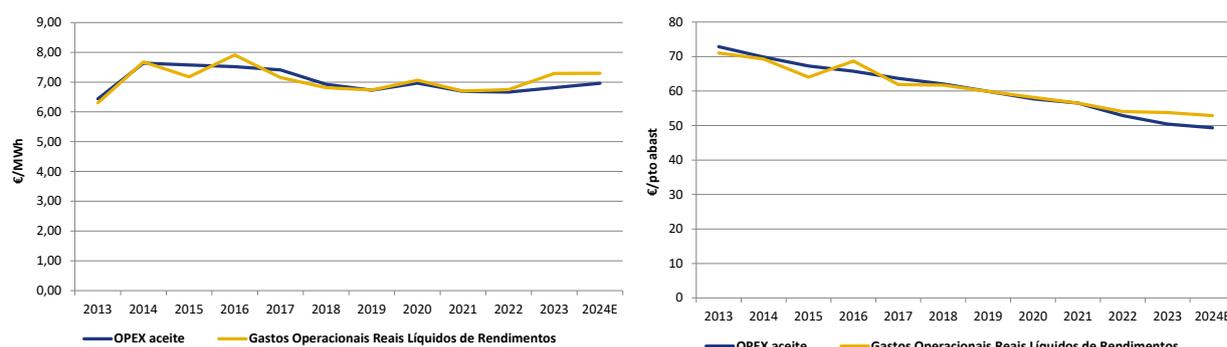


Ao longo do período em análise, os desvios de proveitos são reduzidos face a desvios de faturação mais acentuados. Nos últimos anos, mesmo com o efeito da compensação tarifária, os proveitos faturados são inferiores aos permitidos, em virtude da quebra verificada nas quantidades veiculadas, traduzindo-se em desvios a favor das empresas. Este efeito atenua-se nos valores estimados para 2024.

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 a partir de 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 2024)



À semelhança do que se observa para o agregado dos 11 ORD, nos 3 últimos anos em análise os proveitos permitidos associados ao OPEX aceite e aos gastos operacionais reais líquidos de rendimentos da Lisboagás, quer em €/MWh, quer em €/ponto de abastecimento, seguem tendências distintas devido, sobretudo, ao forte decréscimo na quantidade de energia veiculada. Registe-se, no entanto, que relativamente ao custo por MWh, o custo médio da Lisboagás é substancialmente superior à média das 11 ORD.

Registe-se ainda que, em 2023 e 2024, os gastos operacionais reais líquidos de rendimentos divergem das metas impostas pela ERSE, ao contrário do ocorrido nos anos anteriores, em grande parte devido ao aumento dos FSE.

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

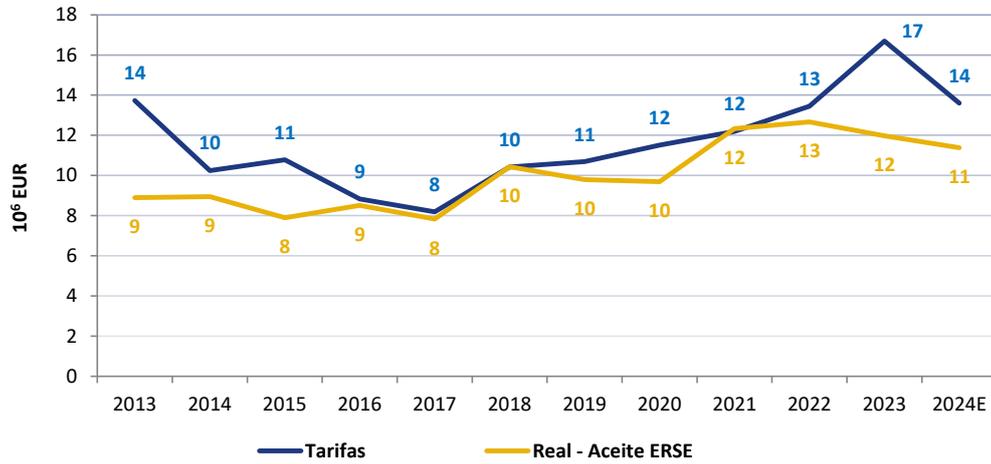
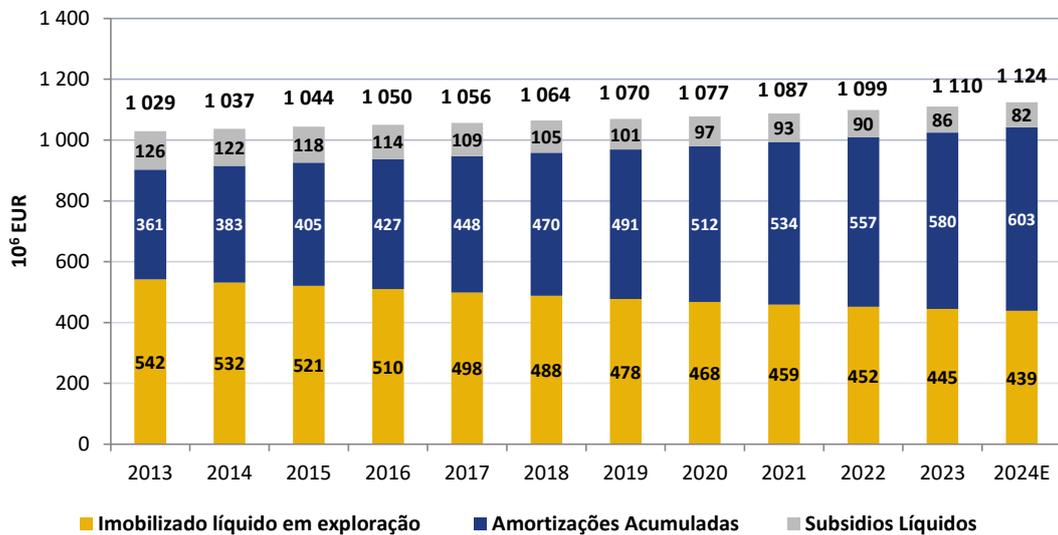


Figura 4-11 - Evolução do ativo real da LisboaGás<sup>36</sup>



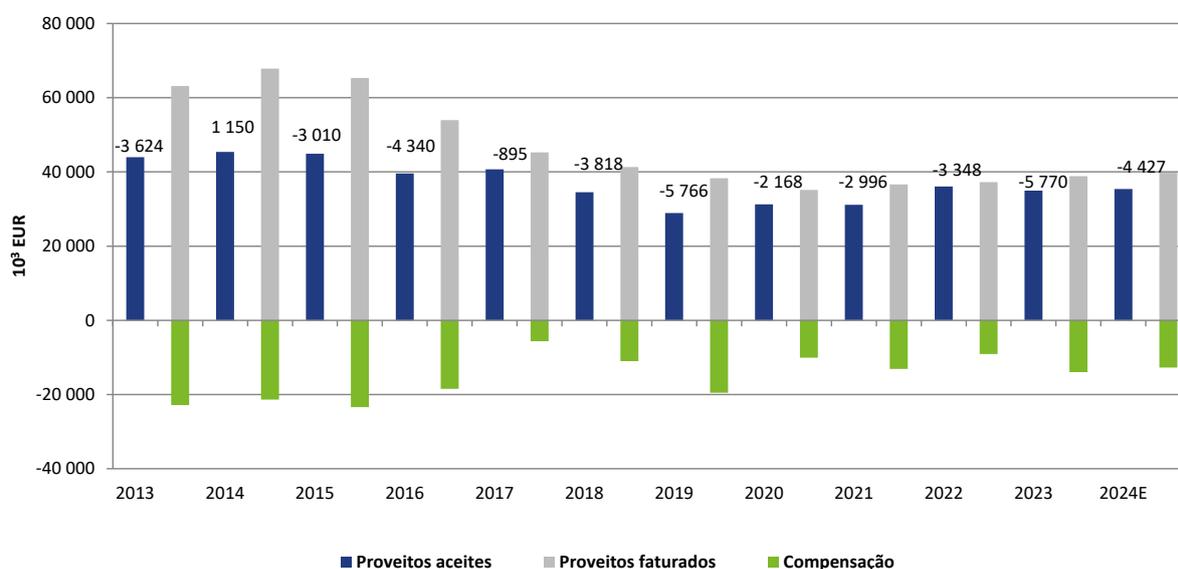
<sup>36</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

Em linha com a análise global, também a Lisboaagás 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 à Lisboaagás o exercício de monitorização dos investimentos aprovados, do qual não resultou qualquer corte de investimentos, pelo que os investimentos realizados pela empresa correspondem aos aceites pela ERSE. 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

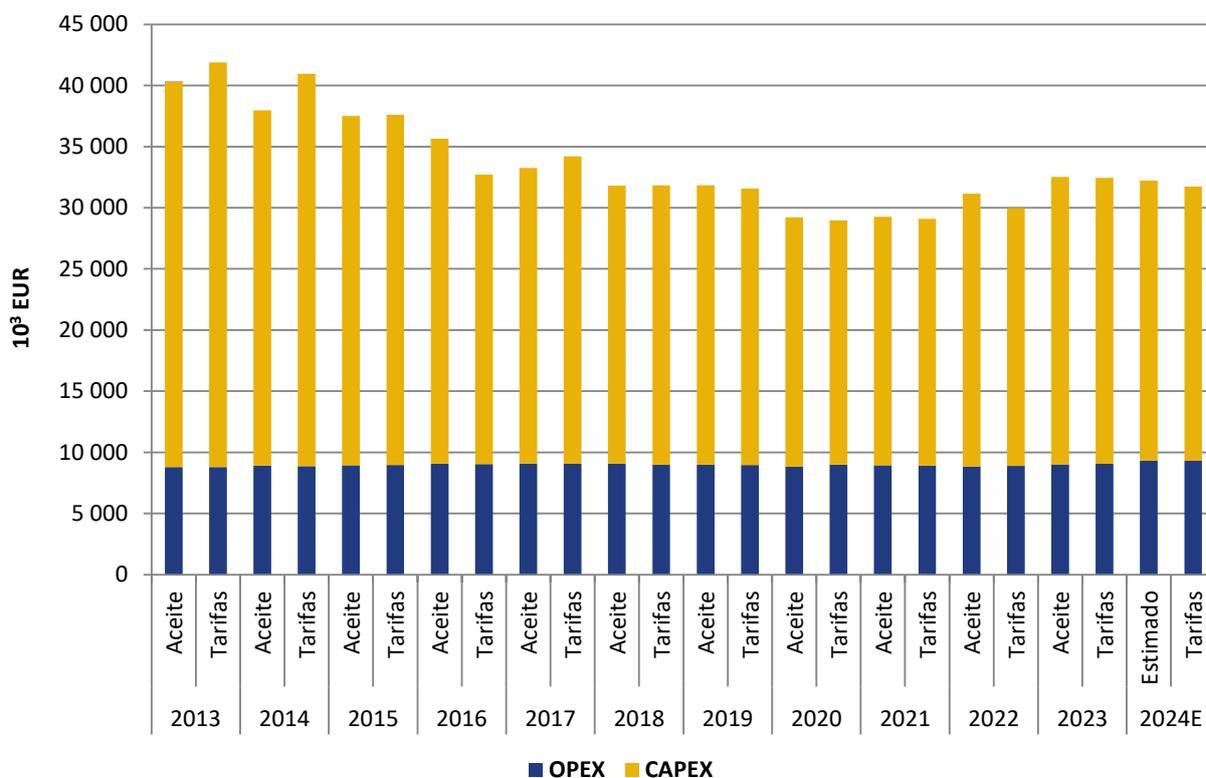
##### EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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)

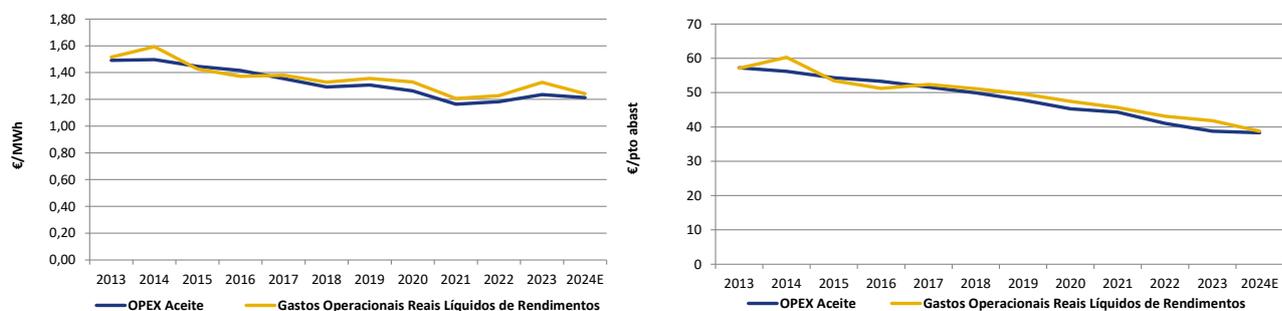


Em termos de desvios, com exceção de 2014, verifica-se que os proveitos permitidos definitivos (Aceite) são sempre inferiores aos valores faturados descontados das compensações, o que se traduz em ajustamentos a receber pela empresa, que se acentuaram nos últimos anos à semelhança da generalidade dos ORD, como analisado anteriormente.

No que respeita à evolução dos proveitos permitidos, constata-se que a sua variação decorre principalmente das variações registadas ao nível do CAPEX. Após dois períodos de regulação caracterizados por uma queda de proveitos permitidos, regista-se uma ligeira tendência de subida a partir do período de regulação que se iniciou em 2020, devido sobretudo ao referido aumento das taxas de remuneração.

## EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 4-14 - OPEX por *driver* de custo da Lusitaniagás  
(preços constantes de 2024)



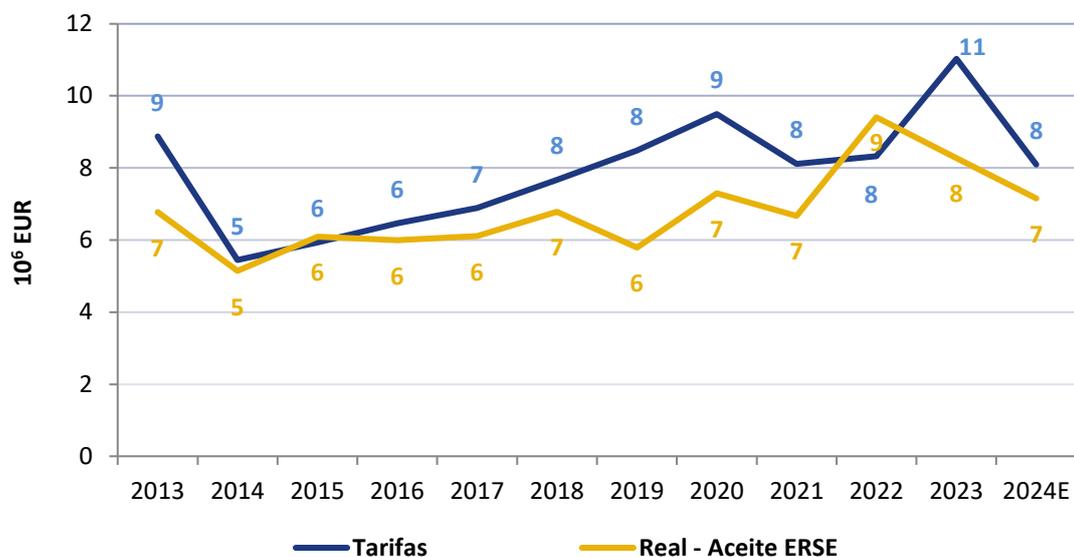
Da análise às figuras acima expostas, verifica-se que os gastos operacionais reais líquidos de rendimentos unitários se têm mantido ligeiramente acima do estabelecido pela ERSE.

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

## INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

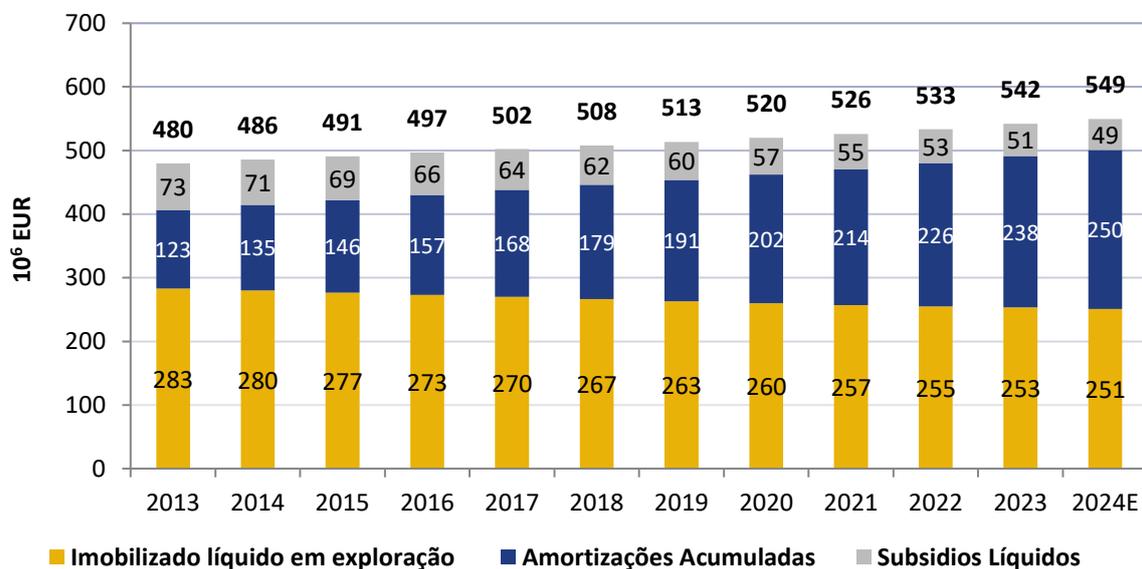
A figura seguinte mostra a evolução do imobilizado que entra em exploração (Real – Aceite ERSE), onde se regista um aumento a partir de 2014. Não se aplicou nenhum corte de investimento à Lusitaniagás, decorrente do exercício de monitorização de investimentos aprovados, pelo que o investimento aceite pela ERSE coincide com o investimento realizado pela empresa.

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>37</sup>

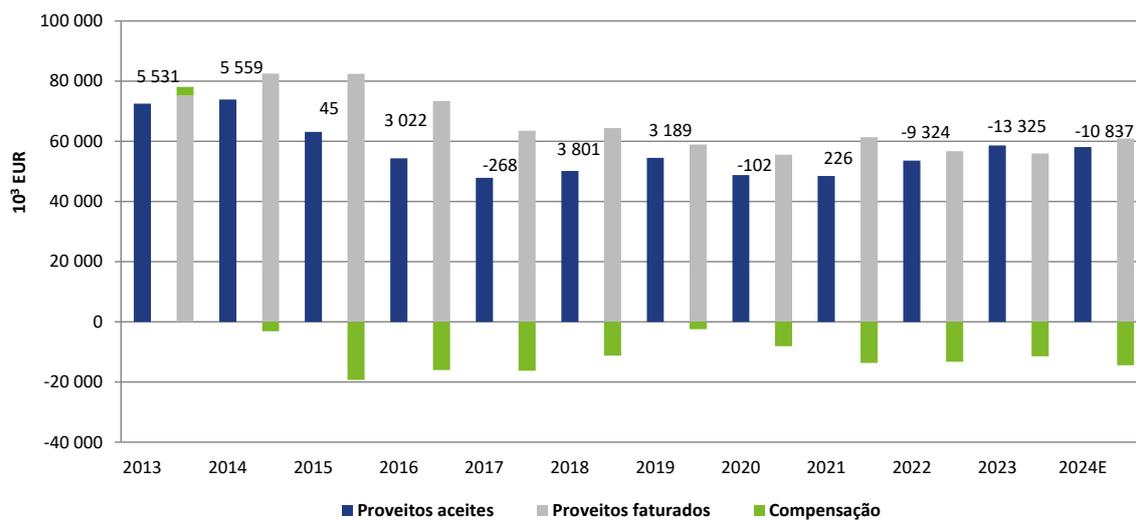


<sup>37</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

## 4.2.3 REN PORTGÁS

## EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

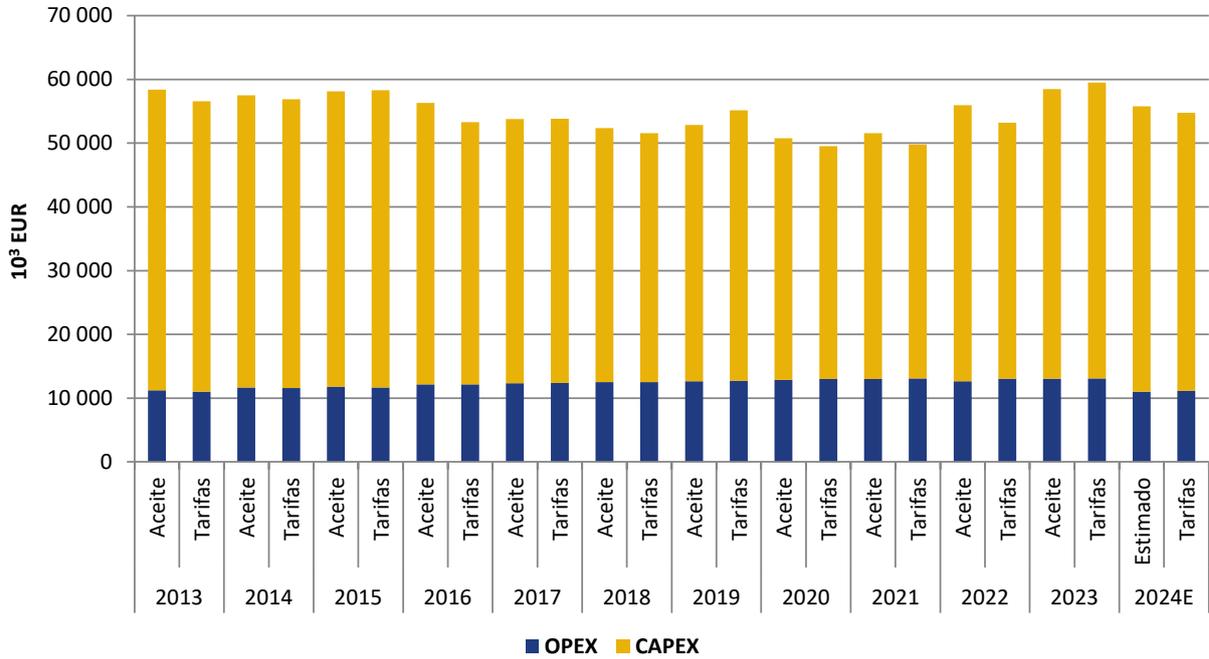
Figura 4-17 - Análise de desvios da REN Portgás  
(preços correntes)



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. Em 2023 e 2024, os desvios estão em linha com os observados na generalidade dos ORD, que decorrem, sobretudo, da diminuição acentuada das quantidades veiculadas.

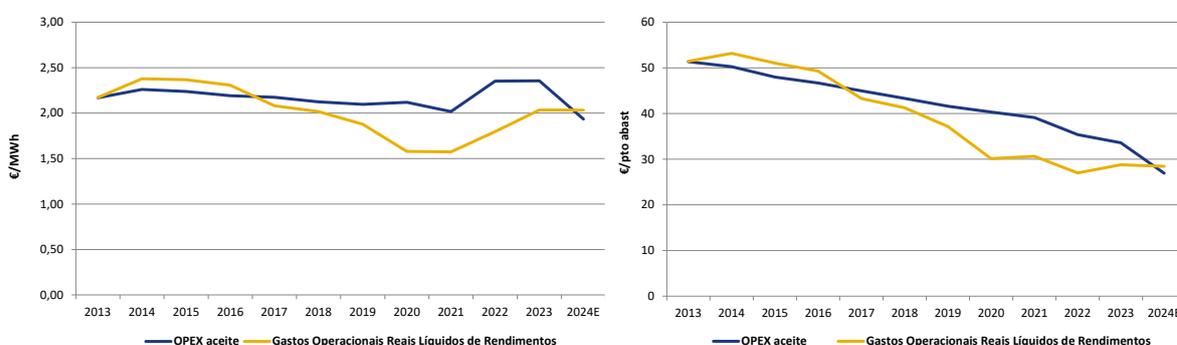
Figura 4-18 - Evolução dos proveitos permitidos da REN Portgás  
(preços correntes)



Como se observa pela figura anterior, embora mais estável que as empresas anteriores, o nível de proveitos permitidos da REN Portgás também registou 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 2024)



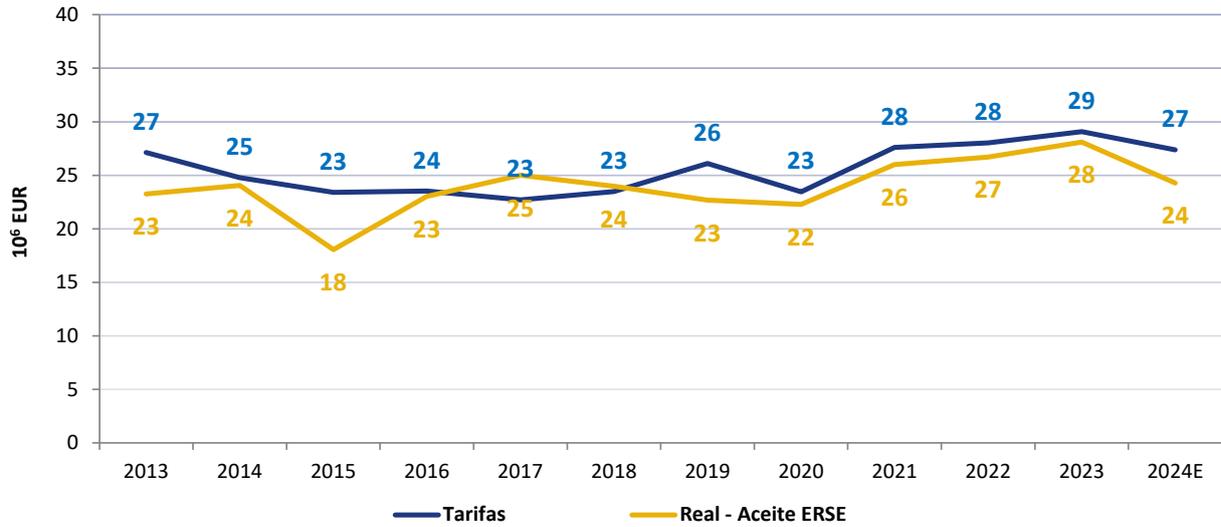
Verifica-se uma grande oscilação nos gastos operacionais reais unitários, quando comparados com o OPEX aceite, tanto em termos de energia como de pontos de abastecimento, em virtude da oscilação dos próprios gastos reais. De registar que, nos dois últimos períodos de regulação, a empresa tem conseguido ultrapassar as metas definidas pelo Regulador, com exceção do valor estimado para 2024.

Em média (considerando os anos reais de 2021 a 2023), a REN Portgás apresenta gastos unitários inferiores à globalidade dos ORD, tanto em energia distribuída, como em pontos de abastecimento.

#### INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

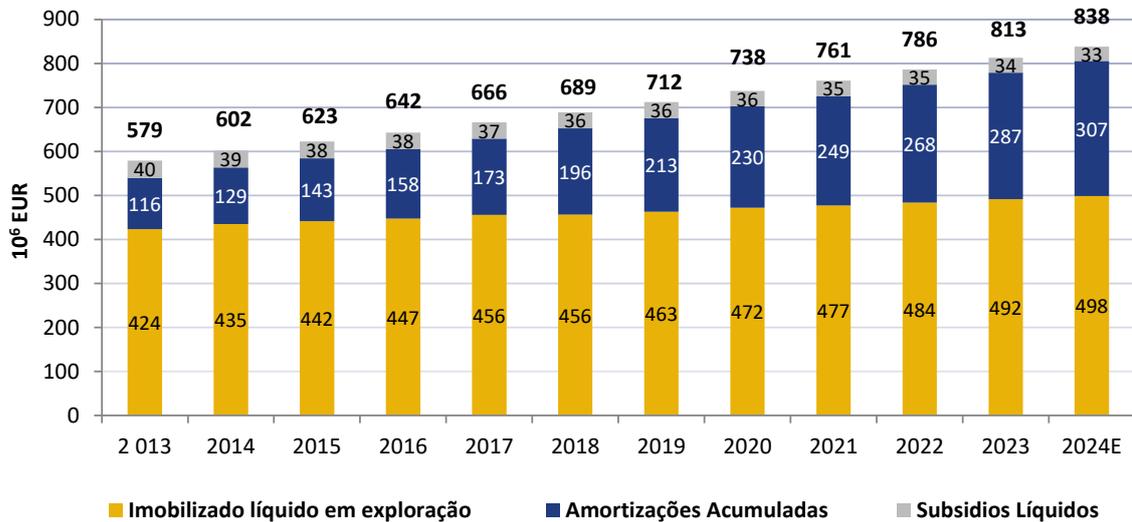
A partir de 2013, tanto as previsões de investimento como os valores reais registam uma certa estabilidade, não divergindo significativamente. Tal como explicado anteriormente na análise global aos 11 ORD, aplicou-se à REN Portgás o exercício de monitorização dos investimentos abrangidos pelos PDIRD-G aprovados, do qual não resultou qualquer corte de investimento estimado aceite pela ERSE para 2024.

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 até 2023, 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>38</sup>

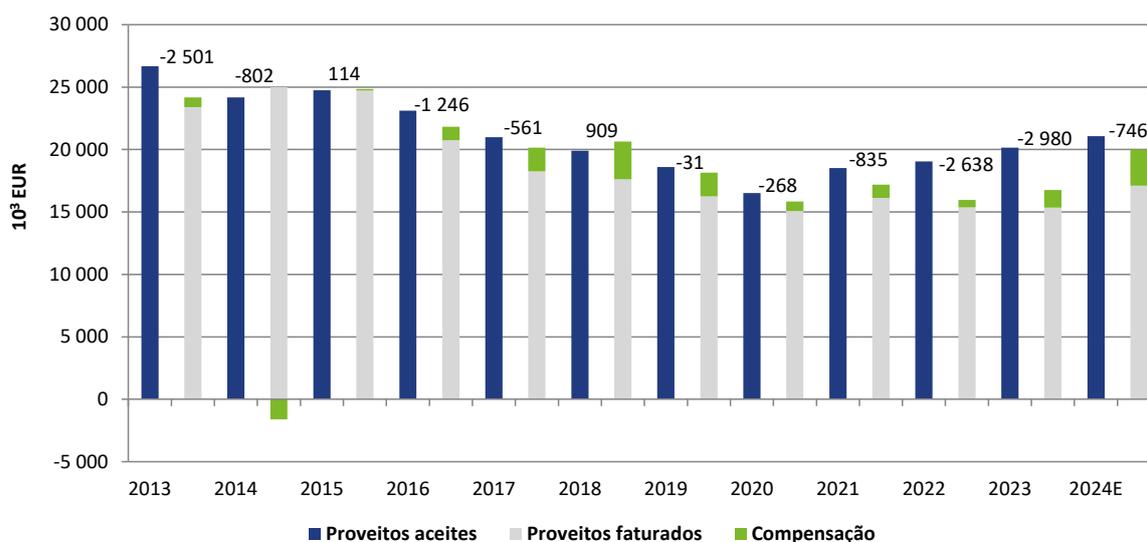


<sup>38</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

## 4.2.4 SETGÁS

## EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

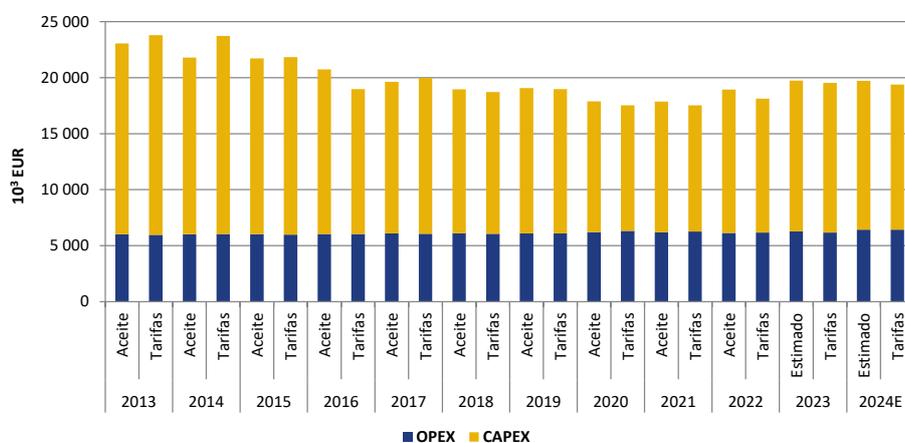
Figura 4-22 - Análise de desvios da Setgás  
(preços correntes)



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

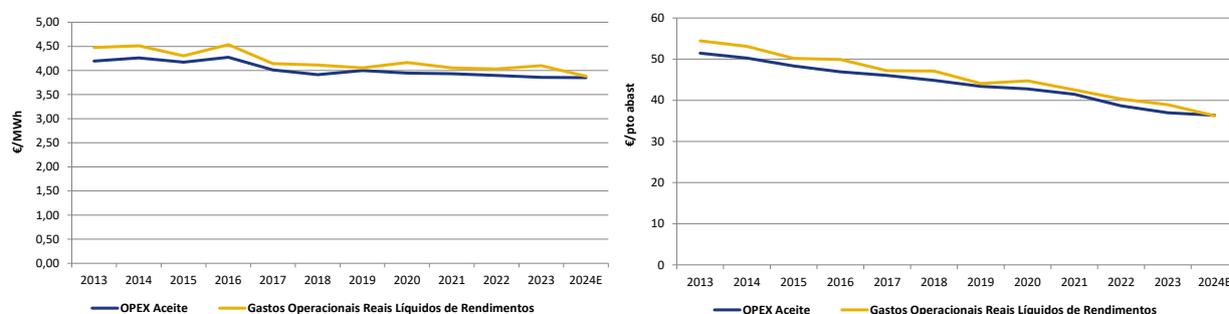
Em termos de desvios, salientam-se os anos de 2015 e 2018 como os únicos anos em análise onde se registam desvios a devolver pela empresa e, mais recentemente, os anos de 2022 e 2023 como aqueles em que o montante de desvio a devolver à empresa registou um valor mais elevado, à semelhança do que ocorre para o 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 2024)



Da análise às figuras apresentadas, verifica-se que os gastos operacionais reais unitários se têm mantido acima do estabelecido pela ERSE. Em termos de €/MWh, a média de 2021 a 2023 situa-se acima da média dos 11 ORD. No entanto, o valor do OPEX por ponto de abastecimento é inferior à 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. Não se aplicou nenhum

corde de investimento à Setgás, decorrente do exercício de monitorização de investimentos aprovados, pelo que o investimento aceite pela ERSE (Real – Aceite ERSE) coincide com o investimento realizado pela empresa.

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

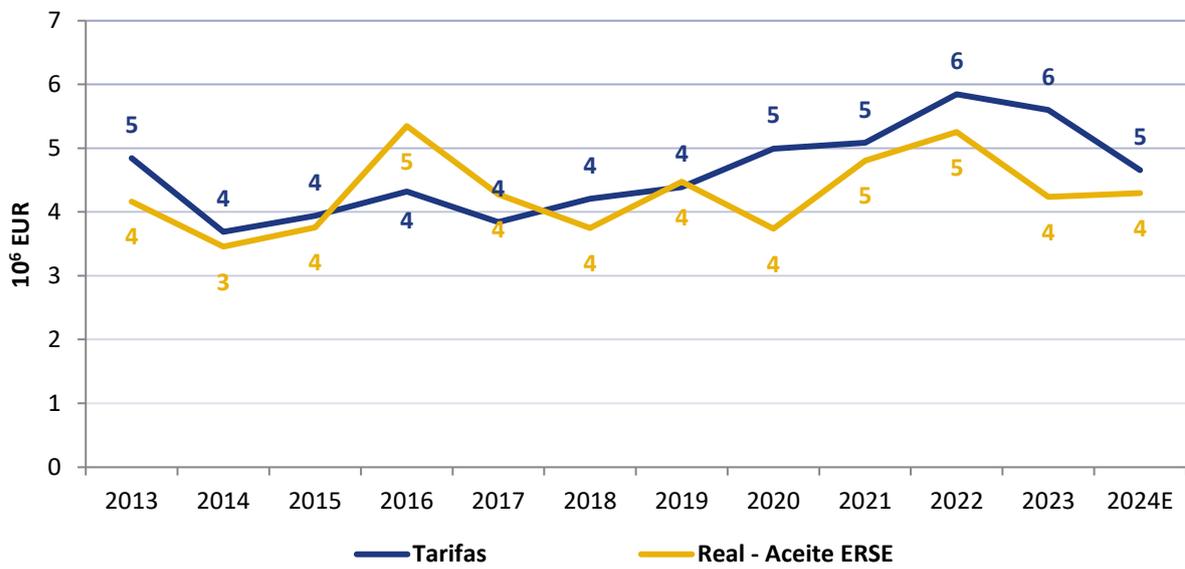
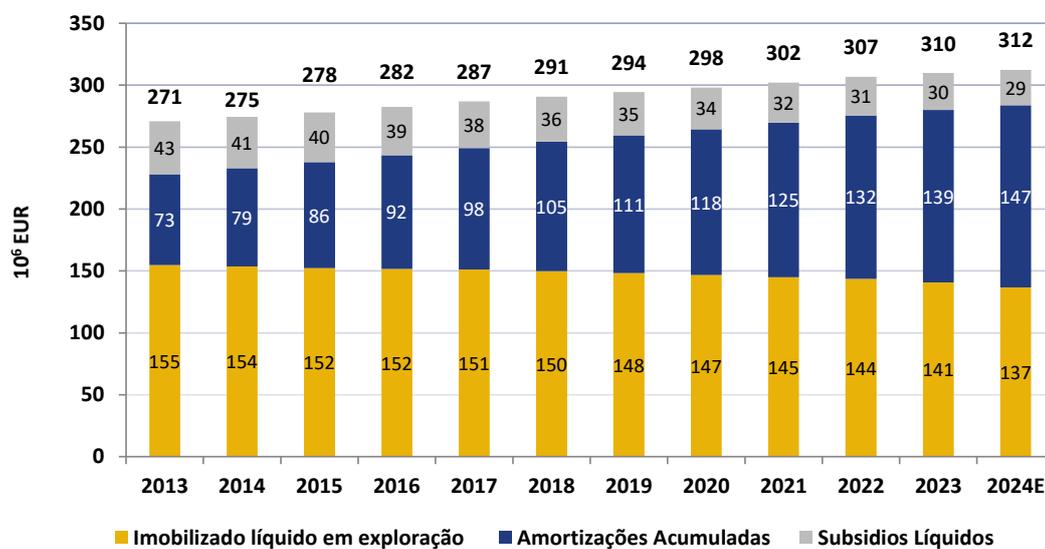


Figura 4-26 - Evolução do ativo real da Setgás<sup>39</sup>

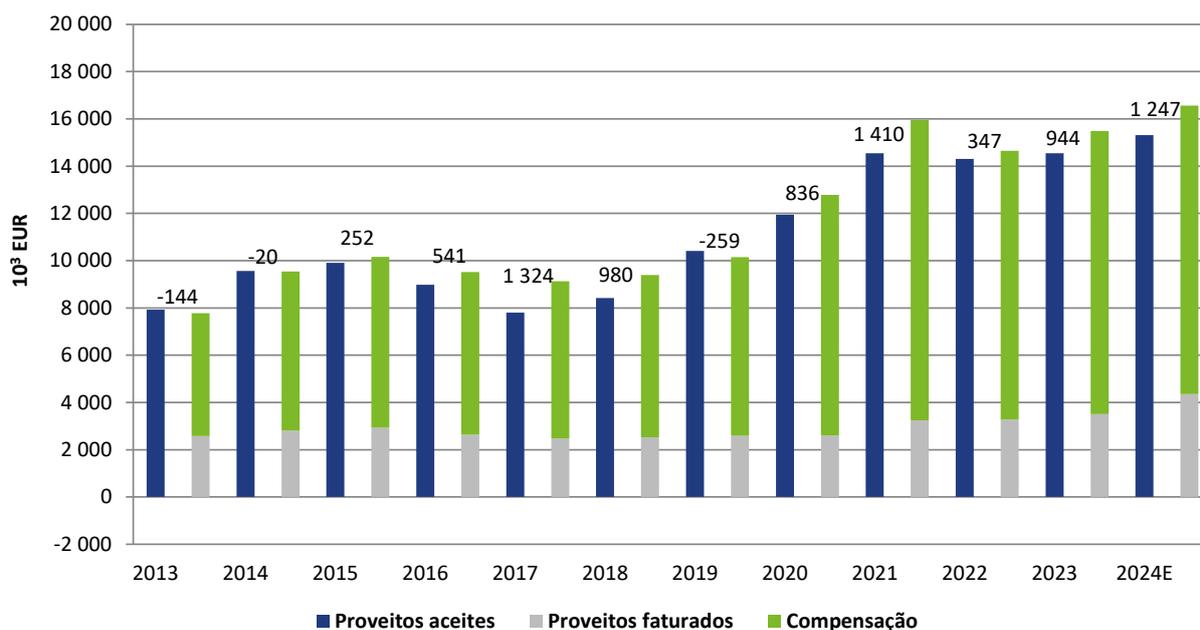


<sup>39</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.

## 4.2.5 SONORGÁS

## EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

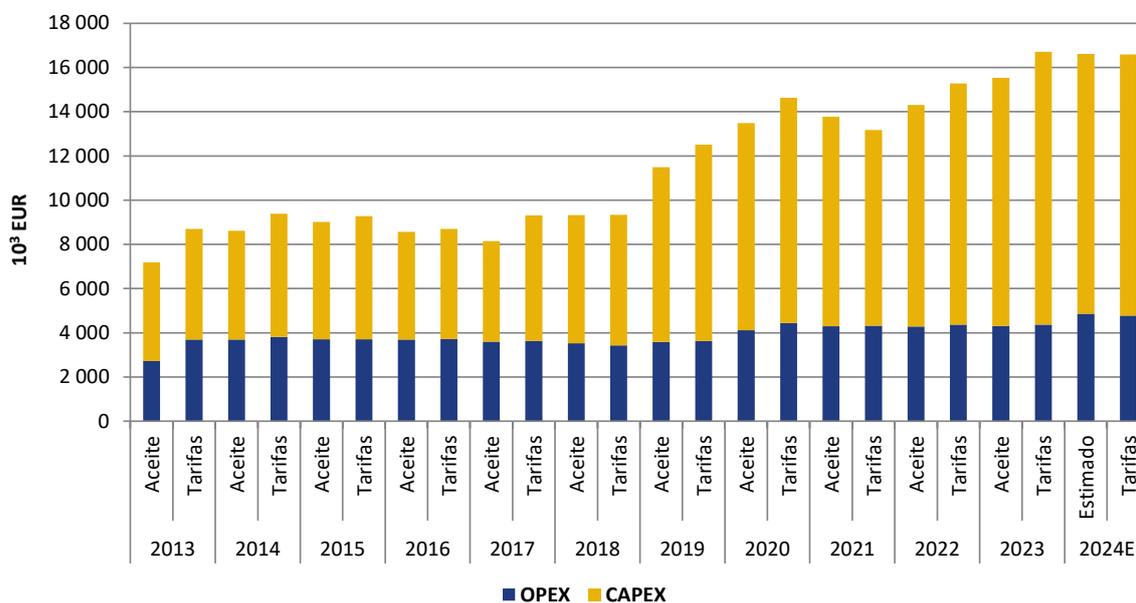
Figura 4-27 - Análise de desvios da Sonorgás  
(preços correntes)



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 inverteu-se desde então, tendo-se registado valores faturados superiores aos aceites, o que conduz a desvios a devolver pela empresa, contrariamente ao verificado na maior parte dos restantes ORD.

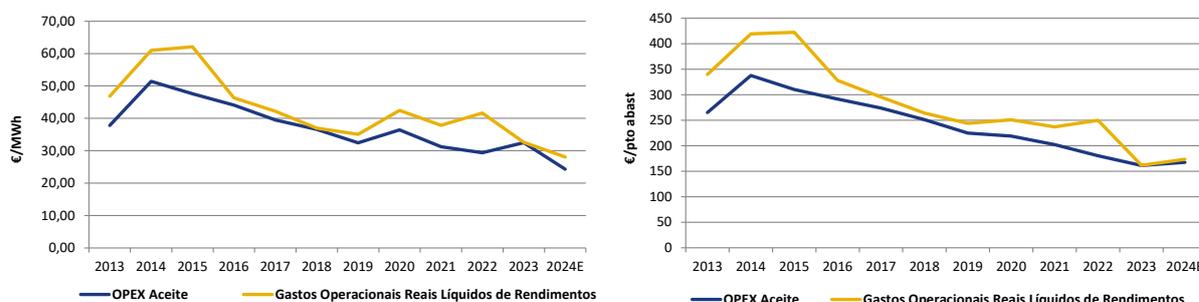
Figura 4-28 - Evolução dos proveitos permitidos da Sonorgás  
(preços correntes)



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, na maior parte dos anos em análise, 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 2024)



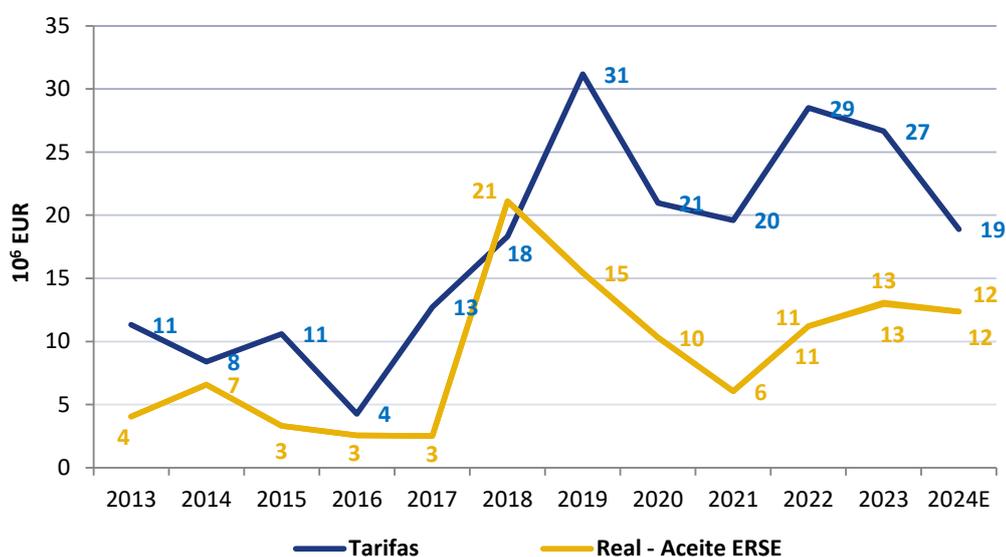
Verifica-se que até 2016, os gastos operacionais reais líquidos de rendimentos da Sonorgás afastavam-se significativamente dos proveitos permitidos (OPEX Aceite), o que resultava do facto da repartição de gastos entre a atividade de Distribuição e de Comercialização facultada pela Sonorgás à ERSE para 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 dos gastos operacionais reais líquidos de rendimentos aos proveitos permitidos definitivos (OPEX Aceite). No período de regulação 2020-2023 volta a acentuar-se, até 2022, a diferença entre os gastos reais da empresa e os valores aceites, embora em 2023 a empresa já tenha demonstrado capacidade de se aproximar dos valores aceites pela ERSE<sup>40</sup>.

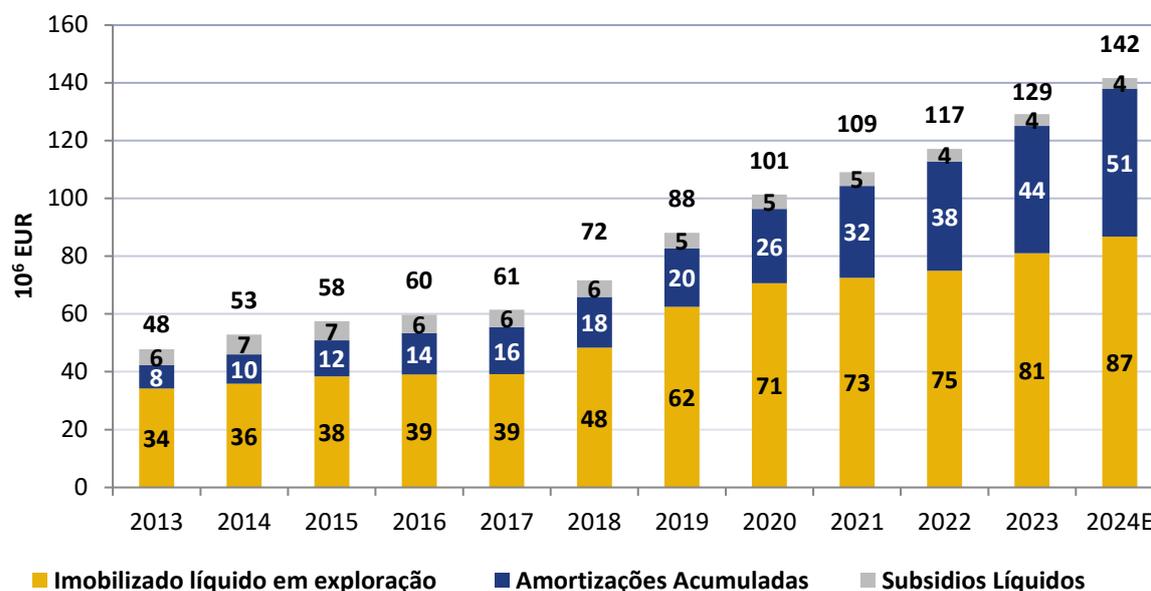
Comparada com os outros ORD, a Sonorgás apresenta gastos unitários muito superiores.

#### INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

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



<sup>40</sup> Esta redução de custos registou-se no primeiro ano completo após a aquisição da empresa pelo Fundo ICON.

Figura 4-31 - Evolução do ativo real da Sonorgás<sup>41</sup>

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, aplicou-se à Sonorgás o exercício de monitorização dos investimentos abrangidos pelos PDIRD-G aprovados, não se tendo aplicado cortes aos ativos aceites referentes a 2022, 2023 e 2024. Assim, o investimento em imobilizado aceite pela ERSE coincidiu com o real da empresa.

<sup>41</sup> Nesta figura, o imobilizado líquido em exploração corresponde aos investimentos aceites pelas ERSE.



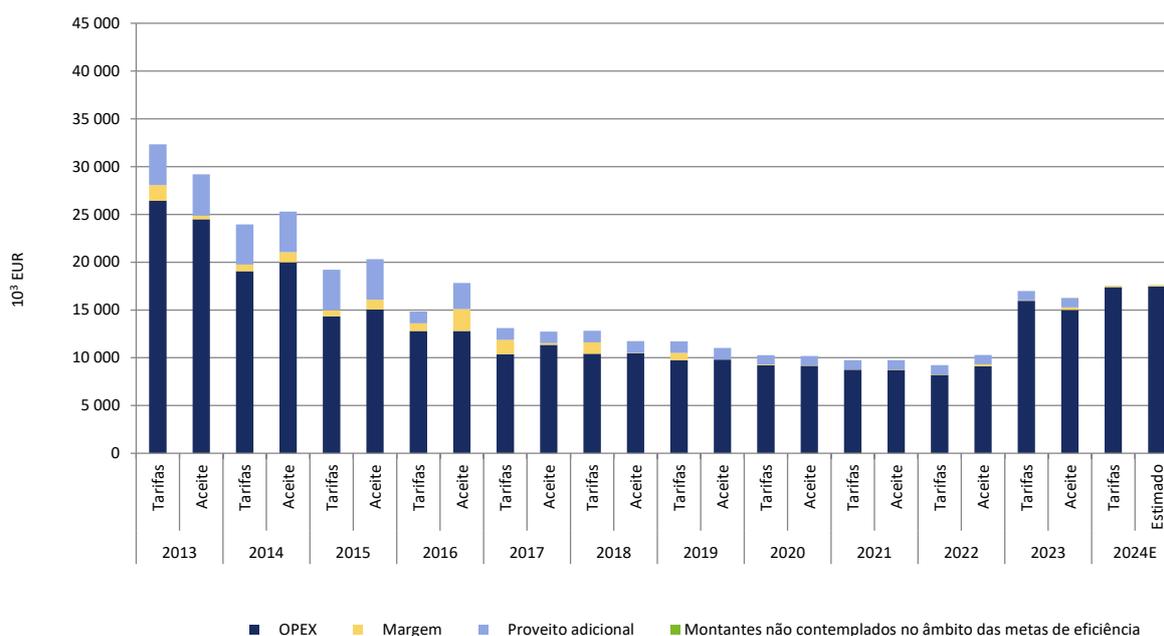
## 5 ATIVIDADE REGULADA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

### 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 (CUR). Registe-se que à atividade de Comercialização não estão associados custos com o investimento.

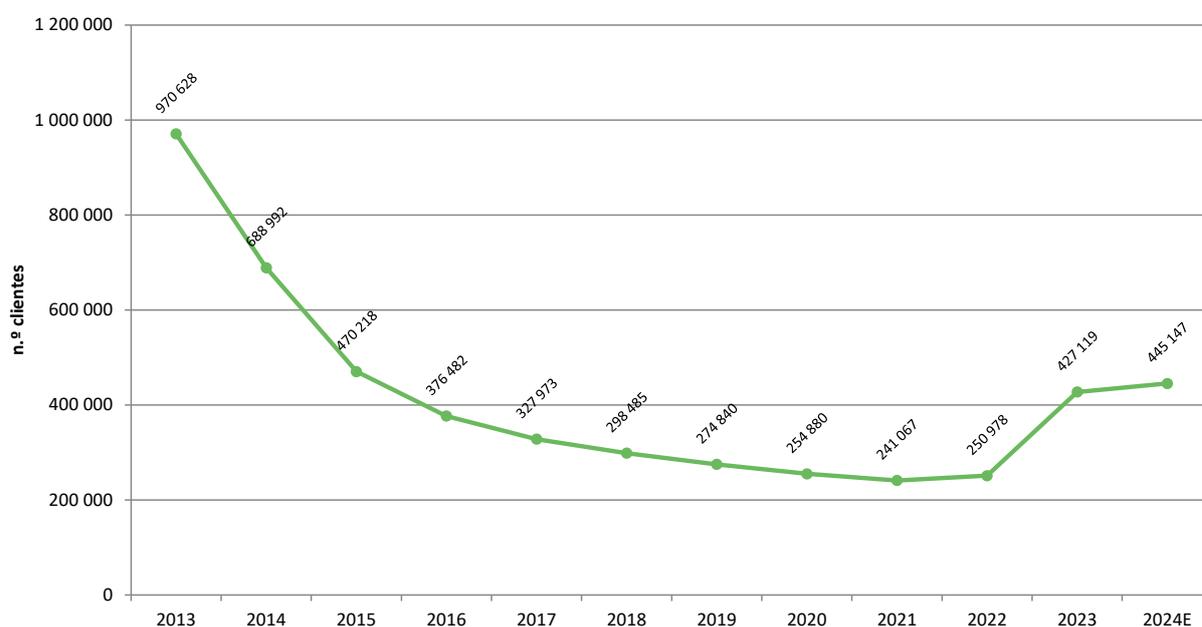
**Figura 5-1 - Evolução dos proveitos permitidos dos 11 CUR  
(preços correntes)**



De acordo com a figura verifica-se que, em termos globais, os proveitos permitidos diminuíram até 2021. Esta tendência foi mais acentuada entre 2012 e 2017. Este decréscimo 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, a partir do ano de 2023 assistiu-se a um acréscimo significativo dos proveitos, quer em tarifas, quer em proveitos reais de 2023 e estimados de

2024, o que se deve em parte 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



Nota: O número de clientes de 2024 corresponde aos valores reportados pelas empresas para efeito de cálculo de tarifas 2025-2026.

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 10000 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.

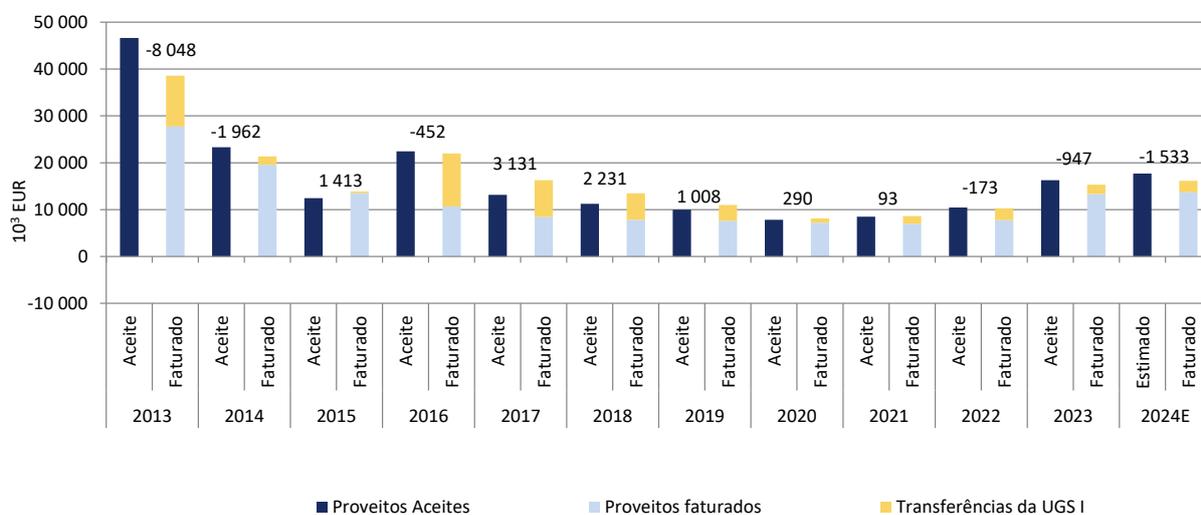
No entanto, quando comparamos os proveitos faturados com os proveitos permitidos definitivos, que incluem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores, presente na Figura 5-3, verifica-se, com exceção do ano de 2013, que os desvios não são de grande dimensão. No ano de 2013, o desvio deveu-se essencialmente ao elevado valor de ajustamentos de anos anteriores constantes dos proveitos permitidos (aceite) desse ano do operador EDP Gás<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup> Como é possível constatar no ponto 5.2.1.

Figura 5-3 - Evolução dos desvios dos 11 CUR<sup>43</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”<sup>44</sup> 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 proveitos permitidos, além de procurar recuperar os gastos operacionais através da componente de “OPEX aceite”, incluíram, até 2023, o proveito adicional de 4 euros por cliente determinado no contrato de concessão. Os proveitos permitidos 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.

<sup>43</sup> No total dos proveitos faturados não aparece o montante de compensações tarifárias, pois no total das empresas as mesmas anulam-se.

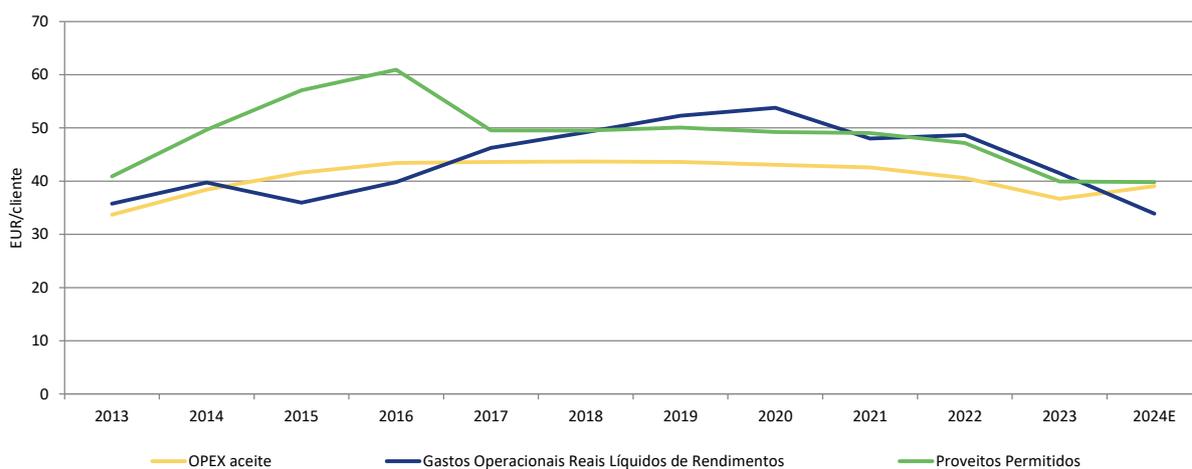
<sup>44</sup> Componente OPEX sujeita a metas de eficiência (componente fixa + componentes variáveis \* indutores)

Na Figura 5-4 é apresentada a evolução do OPEX aceite, dos gastos operacionais reais líquidos de proveitos<sup>45</sup> e dos proveitos permitidos<sup>46</sup> (sem ajustamentos) da atividade de Comercialização dos 11 CUR.

A partir de 2017, os gastos operacionais reais têm seguido, genericamente, a tendência de evolução do OPEX aceite e dos proveitos permitidos.

Desde 2021, os gastos operacionais reais unitários reduziram-se ligeiramente, o mesmo sucedendo com os proveitos permitidos e com o OPEX aceite unitários nos anos de 2022 e 2023. Estima-se para 2024 que os proveitos permitidos unitários e o OPEX aceite unitário se aproximem devido à revisão das bases de custo para o período de regulação 2024-2027 e do término, em 2023, do proveito adicional (margem) de 4 euros por cliente determinado no contrato de concessão.

**Figura 5-4 - Gastos unitários por cliente  
(preços constantes 2024)**



Conforme se pode observar, nos cinco últimos anos (correspondentes aos valores ocorridos no período de regulação 2020-2023 e estimado para 2024), em média, o OPEX aceite unitário situa-se nos 40 EUR/cliente (preços constantes) enquanto os gastos operacionais reais situam-se em 45 EUR/cliente.

<sup>45</sup> Fornecimentos e serviços externos + amortizações (considerando que na atividade de Comercialização não há remuneração de ativos e há um operador que apresenta amortizações, nesta análise considerou-se esse valor como gasto operacional) + outros gastos - prestações de serviços - outros rendimentos.

<sup>46</sup> OPEX + proveito adicional + amortizações + margem + montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência.

## 5.2 ANÁLISE POR EMPRESA

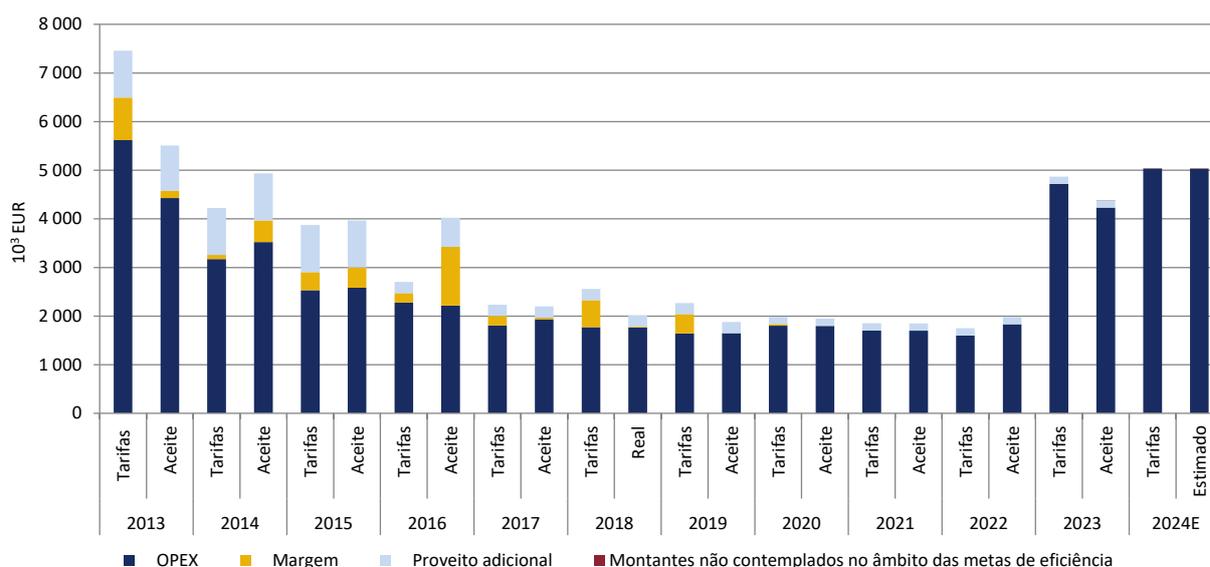
De seguida apresentam-se os indicadores de desempenho analisados no ponto anterior, individualizados para cinco operadores selecionados: EDP Gás SU, LisboaGás, Lusitaniagás, Sonorgás e Tagusgás.

### 5.2.1 EDP GÁS SU

#### EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

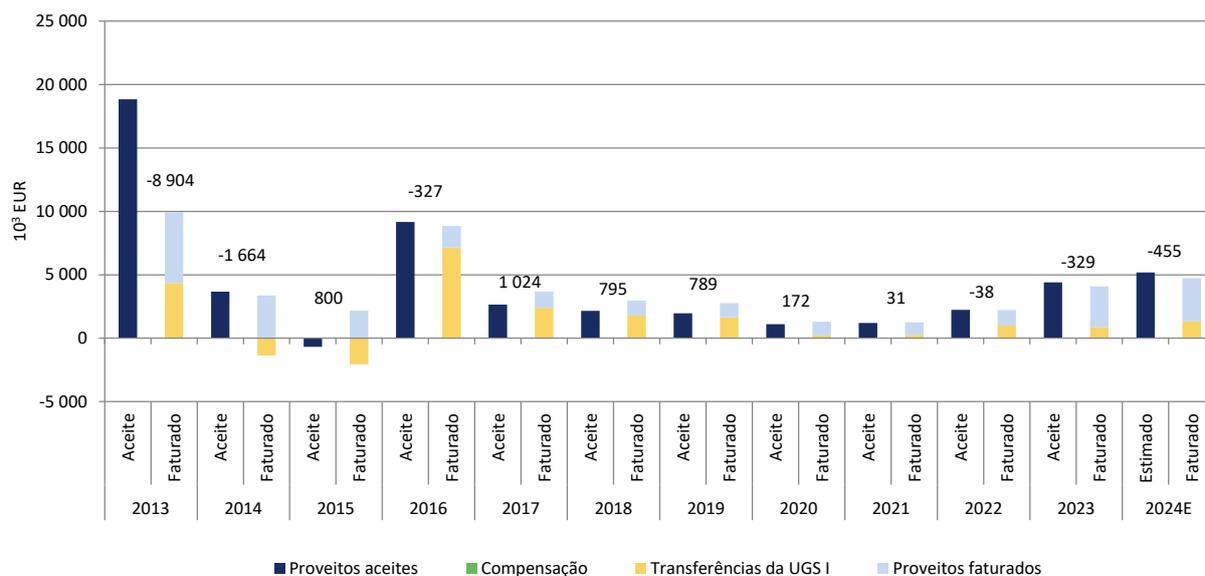
A Figura 5-5 compara a evolução dos proveitos permitidos previstos em Tarifas com os proveitos permitidos definitivos calculados em ajustamentos (Aceite). Ao longo do período analisado, os valores considerados em tarifas para a EDP Gás SU foram superiores aos valores aceites em ajustamentos em todos os anos à exceção do período 2014 a 2016 e 2022. Nos restantes anos, com exceção dos anos de 2013 e 2023, os valores de tarifas e aceites foram bastante aproximados. O grande crescimento que se estima ocorrer a partir de 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 ocorrido pelos motivos referidos anteriormente.

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 que é essencialmente explicado pelo elevado valor de ajustamentos de anos anteriores constantes dos proveitos permitidos (aceite) desse ano. Desde 2020 os desvios totais apresentam valores reduzidos.

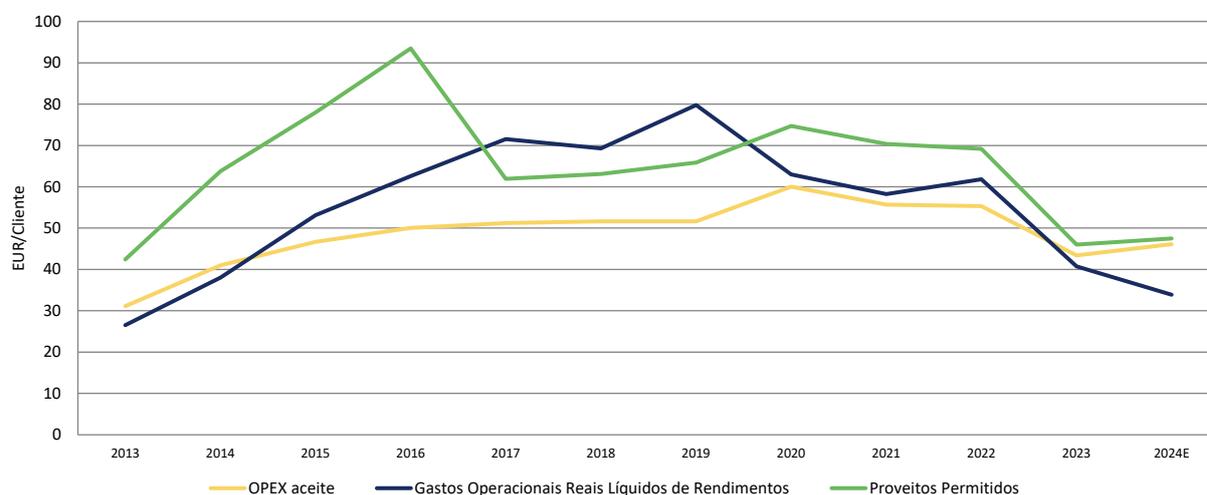
Figura 5-6 - Análise de desvios da EDP Gás SU  
(preços correntes)



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

## EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 5-7 - OPEX por cliente da EDP Gás SU  
(preços constantes de 2024)



Entre 2015 e 2019, observou-se um afastamento entre o nível dos gastos operacionais reais unitários e o OPEX aceite unitário da EDP Gás, devido a uma tendência de crescimento mais acentuada dos gastos operacionais reais unitários. Os gastos reais mantiveram-se acima do OPEX aceite até 2022. Em 2023 regista-se uma redução significativa dos dois agregados que se deve ao grande aumento de clientes, a par da inversão da tendência verificada nos anos anteriores, com o OPEX aceite a situar-se acima dos gastos operacionais reais. A Figura 5-7 permite também constatar que os proveitos permitidos da EDP Gás se situaram sempre acima dos gastos operacionais reais líquidos de rendimentos, com exceção do período compreendido entre 2017 e 2019. Em 2022 e 2023, estes dois agregados aproximaram-se.

No período entre 2020 e 2024 (estimado), o valor médio dos gastos operacionais reais líquidos de rendimentos por cliente foi, claramente acima do valor médio registado pela média dos 11 CUR.

## 5.2.2 LISBOAGÁS

### EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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

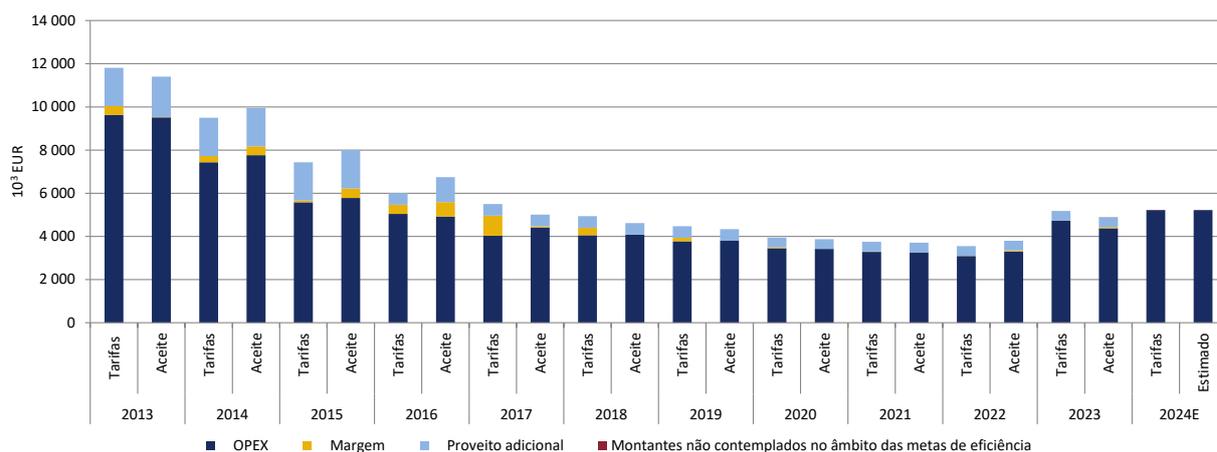
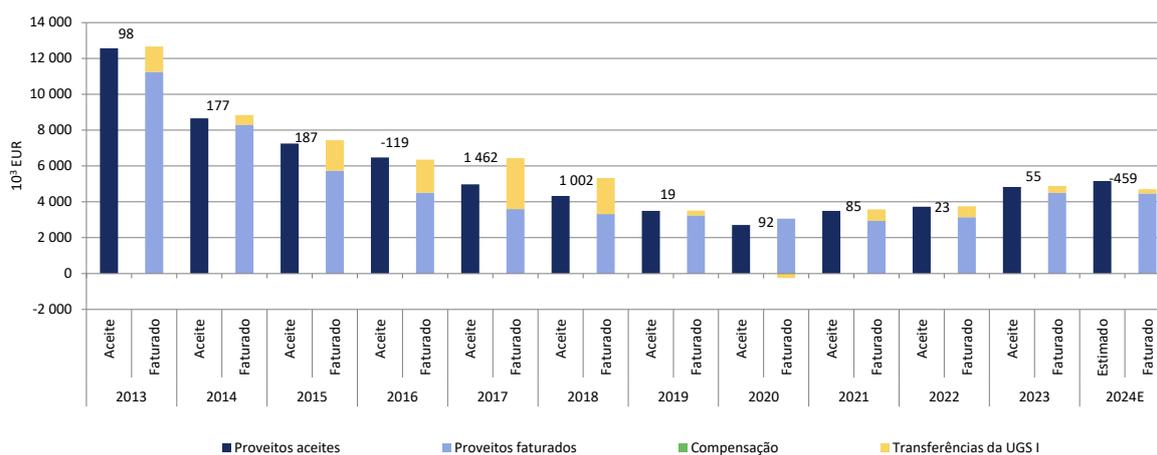


Figura 5-9 - Análise de desvios da Lisboagás  
(preços correntes)



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

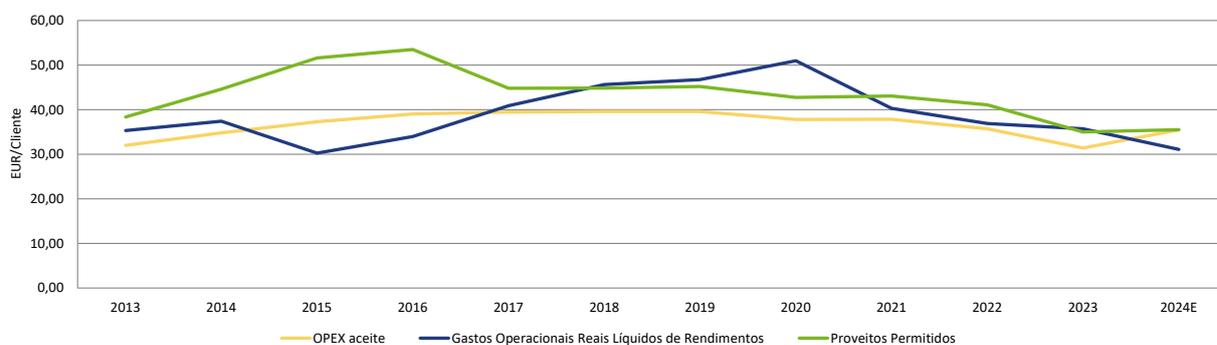
A Lisboagás seguiu a tendência global histórica de decréscimo dos proveitos até 2020. A partir de 2021 os proveitos permitidos aumentaram, de forma mais evidente a partir de 2023, devido ao aumento

significativo do número de consumidores e ao crescimento do IPIB, ao qual os proveitos permitidos estão parcialmente indexados.

Numa análise aos desvios totais ocorridos no período em análise destacam-se os anos de 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 com valores reais, observa-se que os 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 2024)



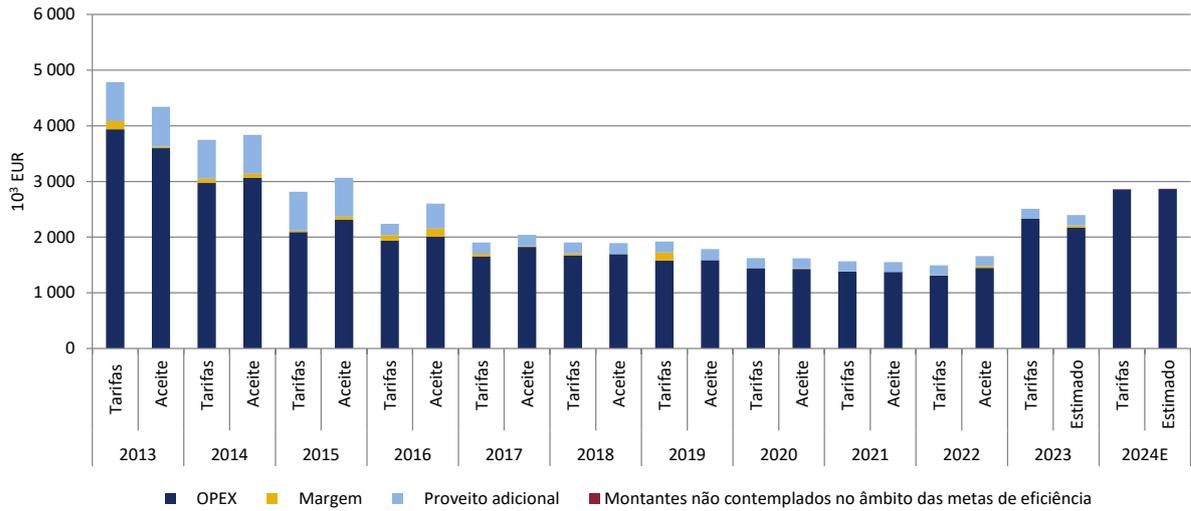
Após um decréscimo acentuado em 2015, os gastos operacionais reais por cliente cresceram significativamente para níveis acima do OPEX aceite por cliente, até 2020. À semelhança do ocorrido com os restantes CUR concessionados os proveitos permitidos acompanham a trajetória do OPEX aceite, mas com um nível superior, que se deve essencialmente ao proveito adicional que esses CUR receberam até 2023.

Em termos comparativos com a média dos 11 CUR, nos últimos cinco anos apresentados (2020 a 2024) os gastos operacionais reais líquidos de rendimentos unitários por cliente da Lisboagás têm sido inferiores ao valor médio apresentado pelos 11 CUR.

5.2.3 LUSITANIAGÁS

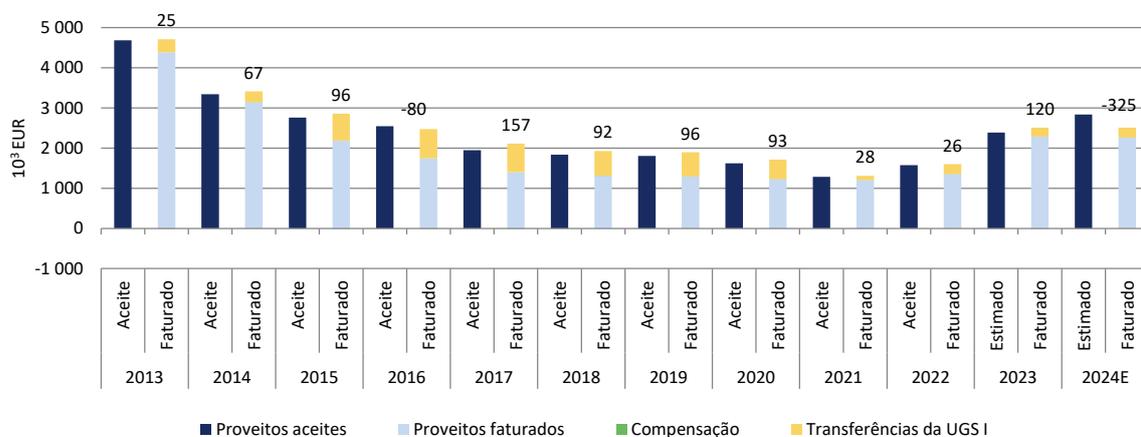
EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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 se analisa a Figura 5-12, em que se verifica que os ajustamentos ocorridos em cada ano são de pequena dimensão.

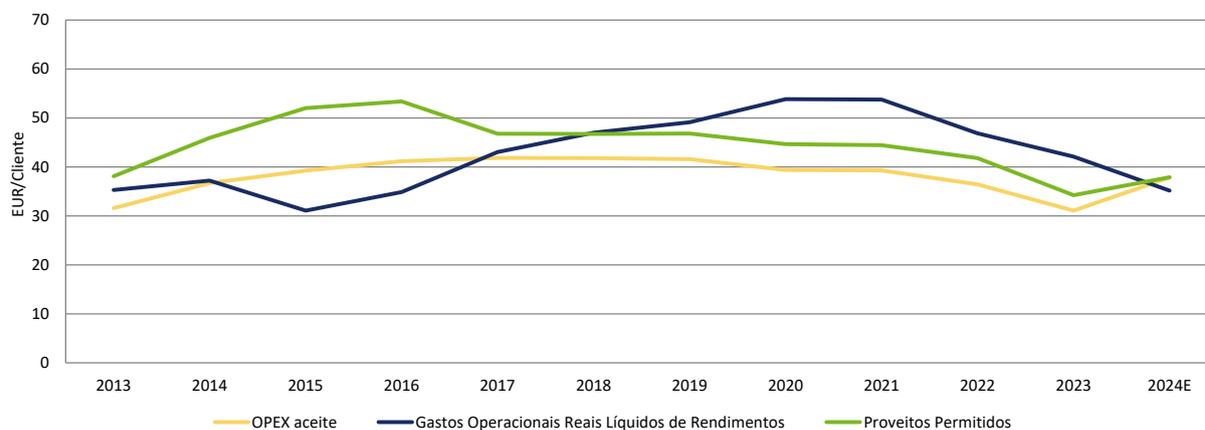
Figura 5-12 - Análise de desvios da Lusitaniagás  
(preços correntes)



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 2024)



Na Lusitaniagás, à semelhança do ocorrido noutros CUR, entre 2015 e 2020 os gastos operacionais reais líquidos de rendimentos por cliente aumentaram significativamente, sendo superiores ao OPEX aceite por cliente, bem como aos proveitos permitidos por cliente entre 2017 e 2023. Estima-se que em 2024, os proveitos permitidos já sejam superiores aos gastos operacionais reais da empresa.

Em termos comparativos com a média dos 11 CUR, nos últimos cinco anos apresentados (2020 a 2024) os gastos operacionais reais líquidos de rendimentos unitários por cliente da Lusitaniagás estão em linha com o valor médio apresentado pelos 11 CUR.

#### 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 rúbrica de proveito adicional por cliente, que se verificou até 2023 nas empresas concessionadas.

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

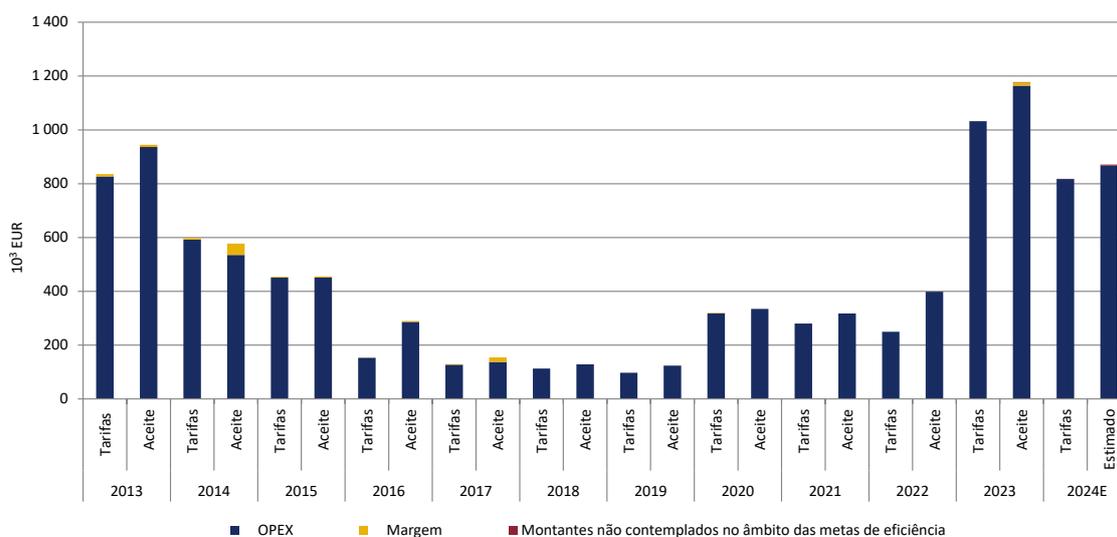
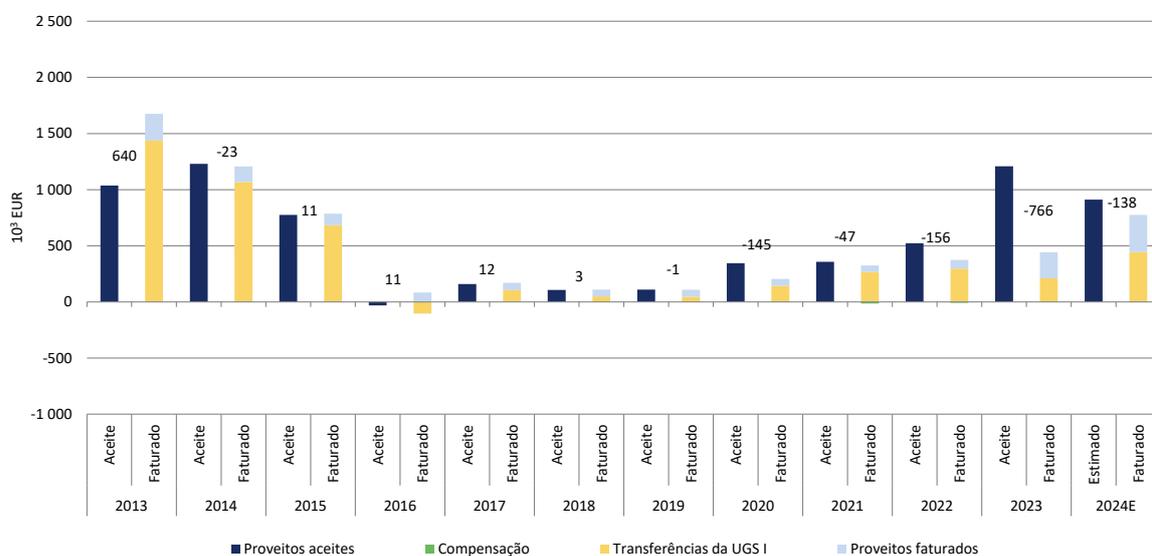


Figura 5-15 - Análise de desvios da Sonorgás  
(preços correntes)



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

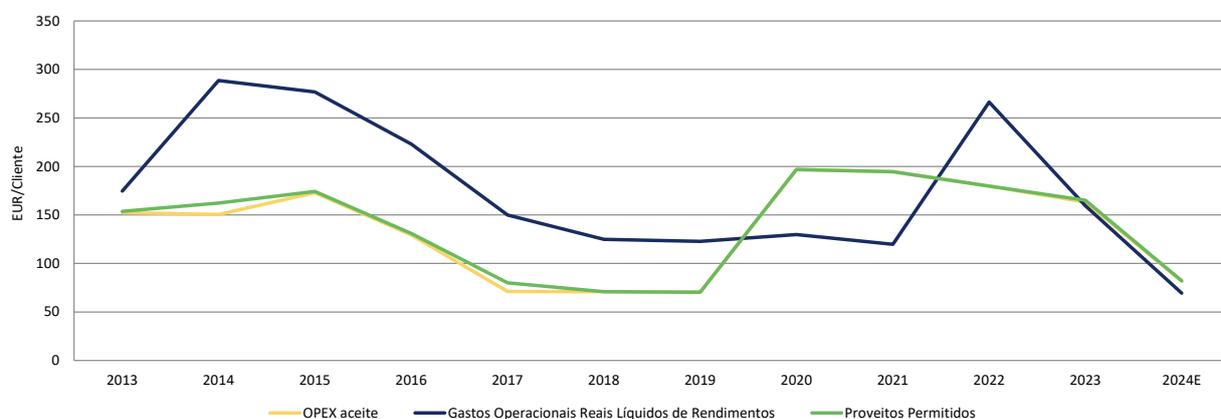
Verifica-se pela análise da Figura 5-14 que de um modo geral<sup>47</sup> os custos aceites têm sido superiores aos valores previstos em tarifas. Em 2023 ocorreu um acréscimo significativo dos proveitos permitidos, que resulta do efeito conjugado do aumento do número de consumidores e do IPIB.

Outro aspeto a destacar é o facto de, com exceção de 2013, a faturação da Sonorgás juntamente com as transferências da UGS I serem tendencialmente menores do que os proveitos permitidos reais, tal como se pode observar na Figura 5-15. Estas diferenças foram mais relevantes nos anos de 2022 e de 2023.

<sup>47</sup> O elevado ajustamento ocorrido em 2013 a favor do sistema, resulta em parte 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, resultando em desvios nas duas atividades.

## EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura 5-16 - OPEX por cliente da Sonorgás  
(preços constantes de 2024)

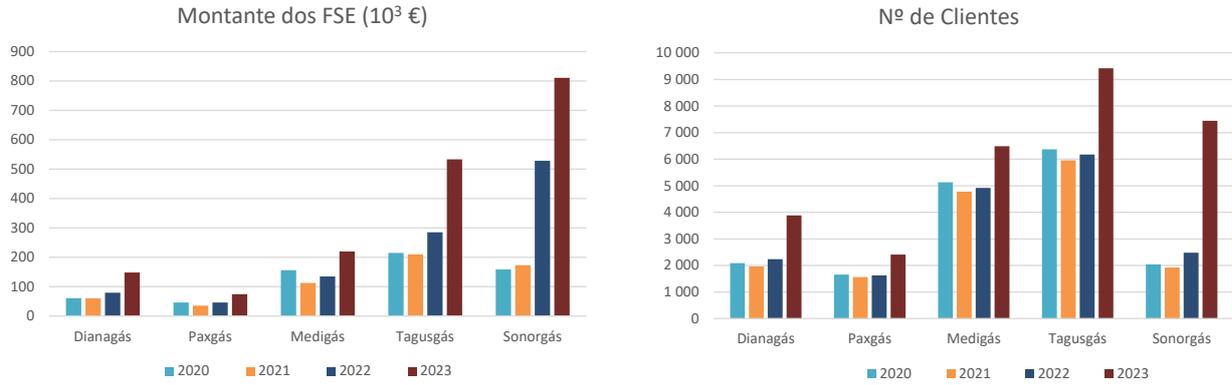


Pela Figura 5-16 é possível observar que entre 2013 e 2019, a Sonorgás reportou valores de gastos operacionais unitários significativamente superiores aos aceites. A partir de 2020, não existe uma tendência clara, contudo, observa-se em 2023 uma clara diminuição dos agregados apresentados na figura, que se deverá reforçar em 2024.

Em termos médios, a Sonorgás regista no período de 2020 a 2024 valores de OPEX e de proveitos por cliente muito elevados, em torno de 163 €/cliente, significativamente superiores ao valor médio registado pelos 11 CUR no mesmo período, que rondou os 43 €/cliente.

Uma análise às rubricas de gastos operacionais reais da Sonorgás permite concluir 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 CUR com o menor número de clientes.

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

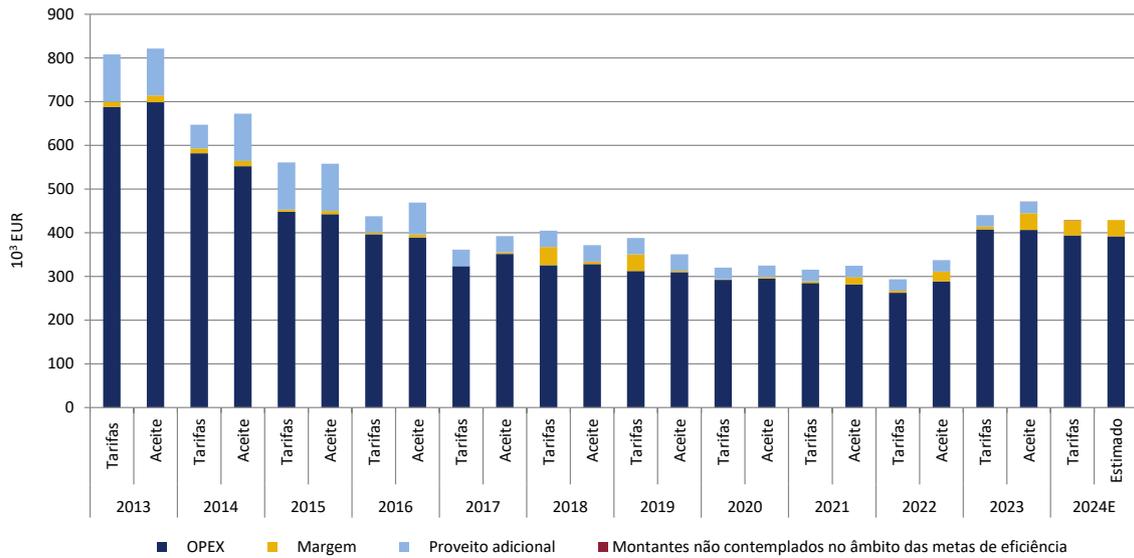


A amplitude do desfasamento de custos identificada evidencia a clara necessidade de adaptação da estrutura de gastos da Sonorgás às especificidades da atividade de Comercialização de último recurso.

### 5.2.5 TAGUSGÁS

#### EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

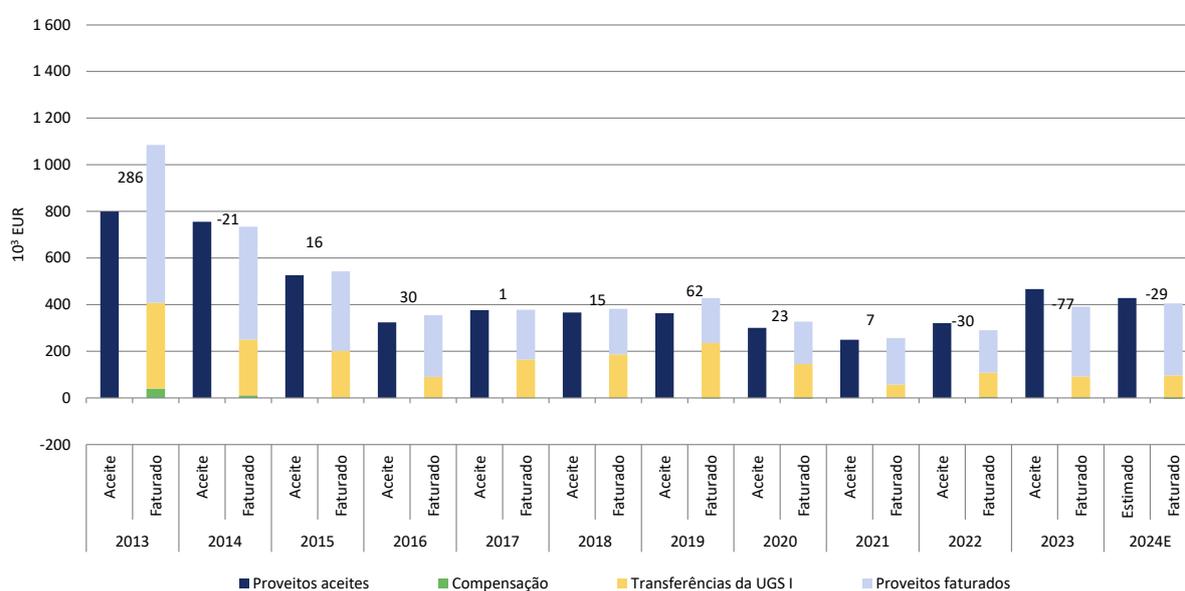
Figura 5-18 - Evolução dos proveitos permitidos da Tagusgás (preços correntes)



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 não se encontra evidenciada de forma tão clara ao nível dos desvios totais, como se verifica na Figura 5-19, em que apenas nos últimos anos do período analisado e em 2014, os desvios de faturação foram no sentido de devolução de montantes à empresa.

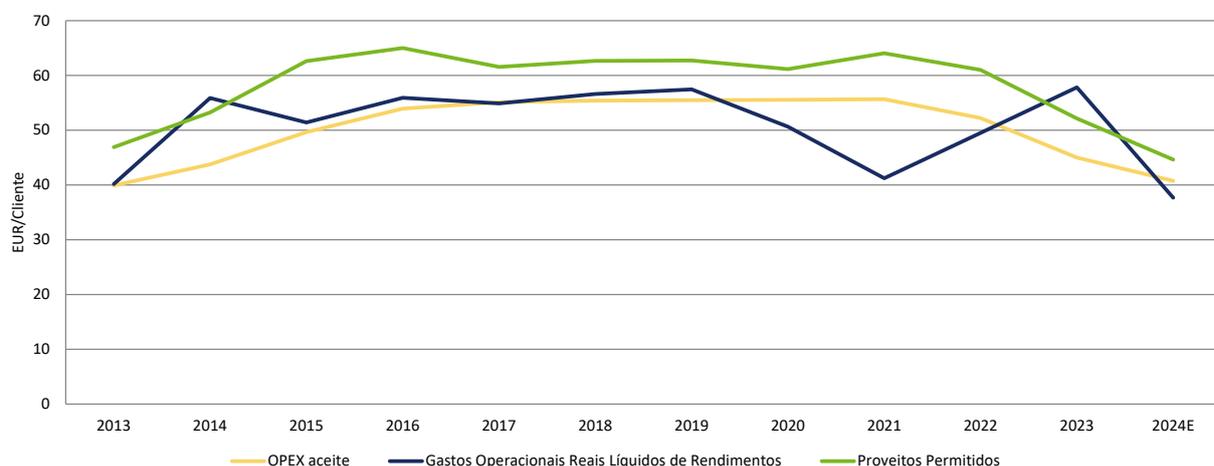
**Figura 5-19 - Análise de desvios da Tagusgás**  
(preços correntes)



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 2024)



Até 2019, com exceção de 2014, a Tagusgás apresentou valores de OPEX unitários em linha com os gastos operacionais reais unitários. A partir de 2021 assiste-se a uma grande volatilidade dos gastos operacionais reais. De um modo geral, os proveitos permitidos foram superiores aos gastos operacionais reais, com exceção dos anos de 2014 e 2023.

Em termos de gastos operacionais reais por cliente, a empresa apresenta no período 2020 a 2024 um valor médio de custo ligeiramente superior à média dos 11 CUR.

## 6 ANÁLISE DA RENTABILIDADE

Neste capítulo, comparam-se as taxas de remuneração “reais” que as empresas obtiveram (tendo em conta as contas reguladas e estatutárias), com as taxas de remuneração “teóricas” associadas ao custo de capital definidas pela ERSE para o período de regulação. Desta forma pretende-se avaliar qual o impacto que as metodologias regulatórias têm na rentabilidade das empresas.

O cálculo das rentabilidades, RoR<sup>48</sup>, tem particularidades distintas, consoante reflita a realidade regulatória ou a realidade estatutária:

- **RoR estatutário** – Considera-se o EBIT<sup>49</sup> (Resultados antes de juros e impostos) apresentado na Demonstração de Resultados da empresa. Os ativos considerados para cálculo do RoR são os ativos fixos tangíveis e intangíveis líquidos de amortizações e subsídios da empresa.
- **RoR regulatório** – Consideram-se as rubricas de proveitos permitidos para efeitos de regulação e os custos da empresa apresentados na Demonstração de Resultados associados aos proveitos permitidos. Os ativos considerados para cálculo do RoR correspondem aos ativos remunerados (RAB<sup>50</sup>) que não incluem os imobilizados em curso, não aceites para efeitos regulatórios, assim como não incluem os contadores na atividade de Distribuição.
- **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 nos anos em causa.

### 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*.

---

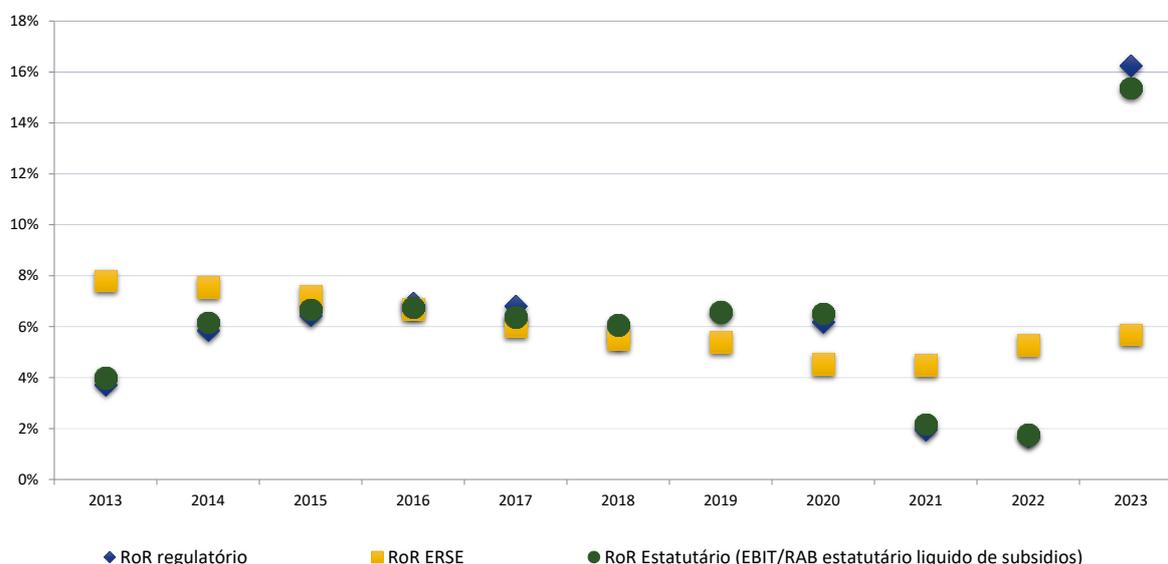
<sup>48</sup> Ao longo do texto utiliza-se o acrónimo RoR, do inglês “*rate of return*”, para designar a taxa de rentabilidade, que, de uma forma genérica, corresponde aos resultados operacionais divididos pelos ativos fixos.

<sup>49</sup> *Earnings before Interest and Tax*.

<sup>50</sup> *Regulatory Asset Base*.

A Figura 6-1 apresenta a evolução das taxas de rentabilidade e da taxa de remuneração ocorridas na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

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



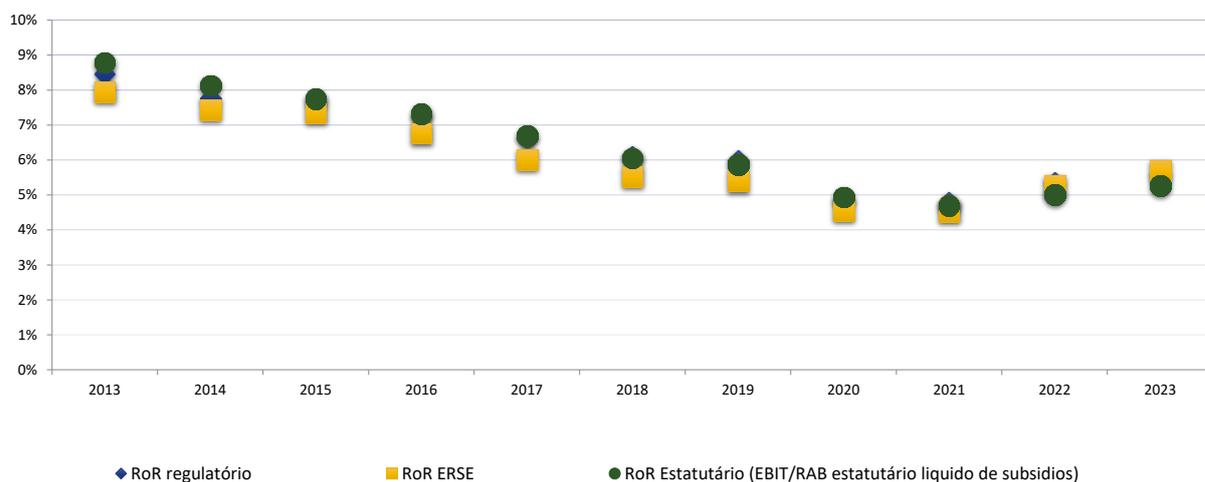
A aproximação entre o RoR regulatório da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e o RoR definido pela ERSE observada termina em 2020, o que reflete o efeito da metodologia de apuramento dos gastos com a energia elétrica que resultou num aumento dos respetivos custos não aceites nos proveitos. Em 2023, ao contrário dos anos anteriores, regista-se uma redução acentuada dos custos com energia elétrica, o que provoca o aumento significativo do RoR regulatório e do RoR estatutário. Esta situação dever-se-á inverter com a mesma intensidade em 2024 devido à alteração da metodologia de regulação aplicada aos gastos com a energia elétrica, que justifica a diferença significativa entre o OPEX aceite o verificado que se estima ocorra esse ano (ver Figura 3-3).

## 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 rentabilidade<sup>51</sup> e de remuneração ocorridas na atividade de Transporte de gás, que têm vindo a diminuir de forma sustentada até 2021, 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, sendo que nos últimos anos as diferenças são muito reduzidas. Esta situação demonstra a capacidade da empresa responder às metas de eficiência definidas pelo regulador.

#### 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

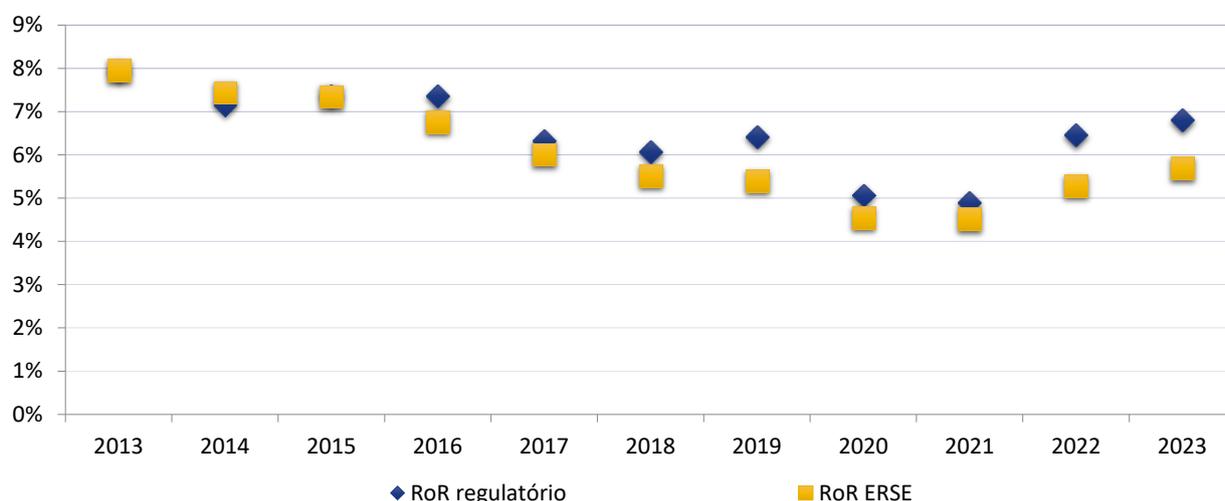
<sup>51</sup> O RoR estatutário apresentado inclui a atividade de GTG uma vez que nas contas estatutárias da REN Gasodutos não existe separação de atividades.

incorrem de imposições europeias ao operador de sistema, nomeadamente os custos relacionados com a subscrição e acesso a plataformas informáticas.

A Figura 6-3 apresenta a evolução das taxas de rentabilidade e de remuneração ocorridas na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN. Nesta análise não é apresentado o RoR estatutário uma vez que nas contas estatutárias da REN Gasodutos não existe a separação entre as duas atividades desenvolvidas pela empresa.

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

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

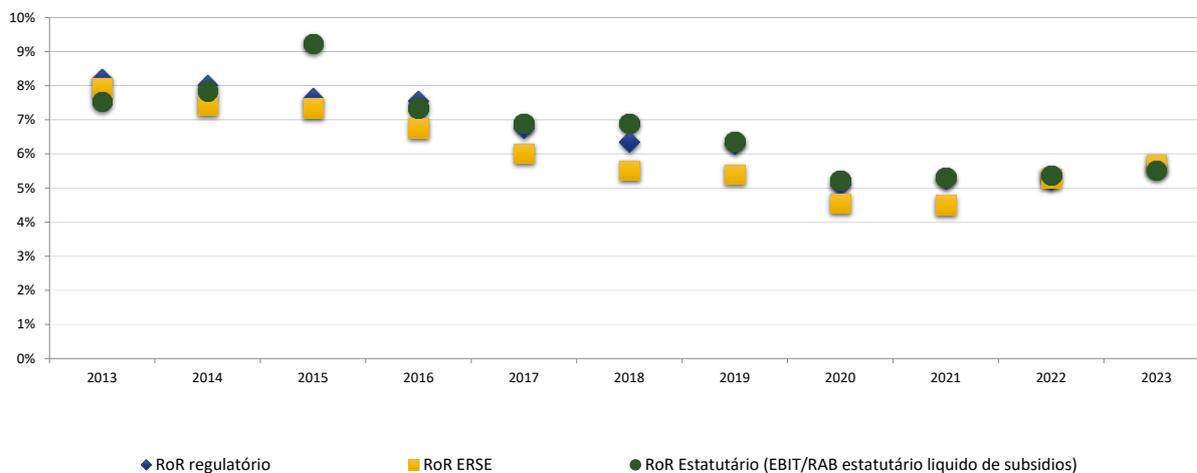


### 6.3 ATIVIDADE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A atividade de Armazenamento Subterrâneo 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 e de rentabilidade na atividade de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem.

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



Até 2021 o RoR regulatório e o RoR estatutário foram ligeiramente superiores. Desde 2022, as diferenças entre as diferentes taxas não são significativas.

## 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>52</sup> e do tipo *rate of return* (custos aceites com remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios) ao nível do CAPEX.

Tal como nos sub-capítulos anteriores, consideraram-se os RoR como referenciais para as taxas de rentabilidade calculadas tanto com base nas contas estatutárias, como regulatórias. No início deste capítulo foram explicitadas as formas de cálculos dos RoR analisados (estatutário, regulatório e ERSE).

Numa primeira abordagem serão analisados os ORD na sua totalidade, ao nível do RoR ERSE e RoR regulatório, e posteriormente é realizada uma análise para as maiores empresas de cada grupo económico, apresentando-se adicionalmente o RoR estatutário.

<sup>52</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.

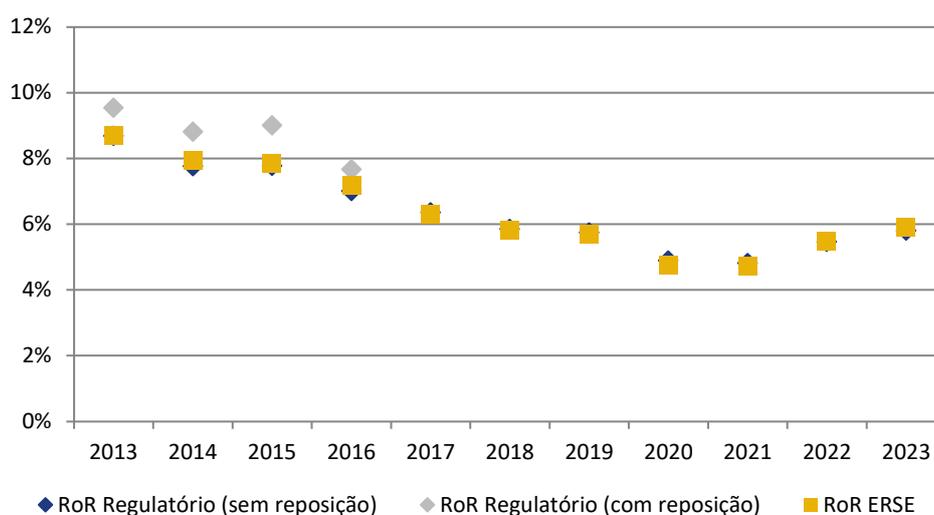
A comparação entre o RoR regulatório e o RoR ERSE é importante na medida em que permite avaliar o desempenho da empresa e a respetiva rentabilidade num determinado ano. Desta forma, devem ser eliminadas todas as rubricas de anos anteriores, designadamente, os ajustamentos de anos anteriores e a rubrica 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 dos ORD é apresentado o RoR regulatório com e sem aquele montante. É possível observar que os RoR regulatórios são muito próximos dos RoR ERSE. A maior ou menor distância registada nos cálculos efetuados representa a maior ou menor facilidade com que as empresas conseguiram atingir a eficiência imposta pelo regulador.

As diferenças entre os RoR estatutários e os RoR regulatórios devem-se em grande parte ao efeito das reavaliações iniciais, consideradas por imposição legal para efeitos regulatórios e tarifários, mas que não são considerados nas contas estatutárias. Em sentido oposto, e com impacto muito menor, refira-se que o ativo das contas estatutárias inclui o valor dos contadores, enquanto nas contas estatutárias não o inclui, o que contribui para um desagravamento do RoR estatutário face ao RoR regulatório.

## 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



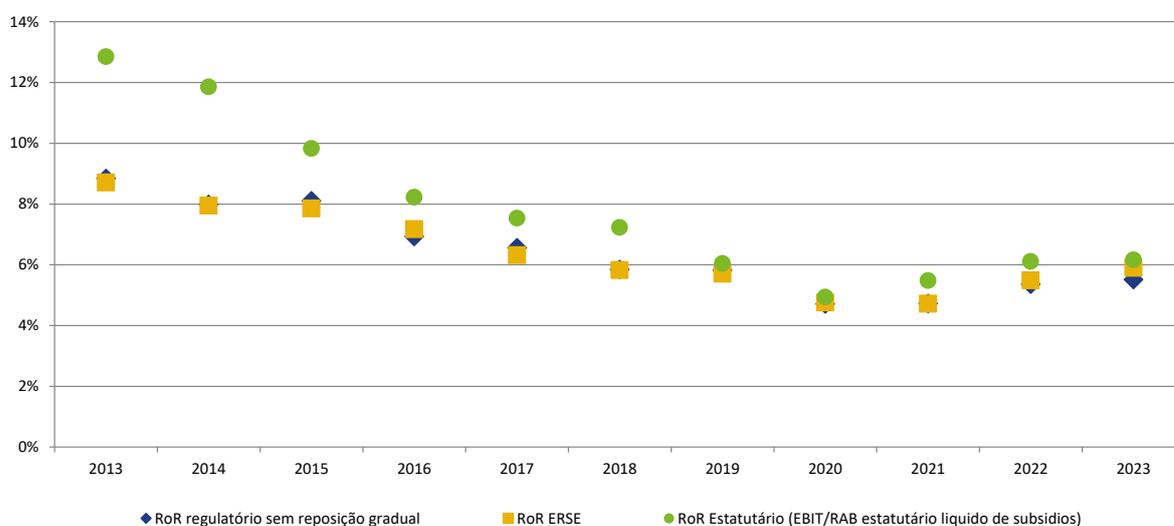
Nota: A reposição gradual da neutralidade financeira terminou em 2016.

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 rentabilidade e de remuneração ocorridas na Lisboagás.

**Figura 6-6 - Taxa de remuneração Lisboagás**



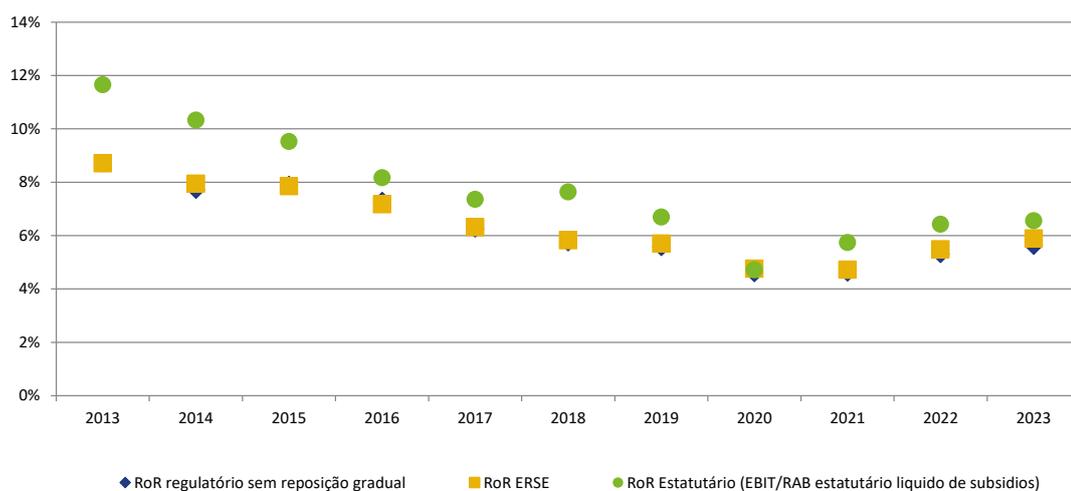
Pode-se observar que o RoR estatutário apresentou um diferencial significativo face ao RoR regulatório, principalmente até 2014. Tal como nos restantes ORD com concessões, esta ocorrência decorreu, em grande parte, do RAB incluir o montante da reavaliação inicial apenas aceite para efeitos regulatórios. O efeito desta reavaliação tem vindo a reduzir-se, o que justifica a aproximação do RoR estatutário. Outra razão para as diferenças observadas é o facto de o RoR estatutário incorporar o efeito da reposição gradual da neutralidade financeira.

Quando se compara o RoR regulatório e o RoR ERSE verifica-se que essas taxas têm sido muito próximas, o que indicia que os gastos reportados pela empresa têm estado em linha com as metas de eficiência definidas pela ERSE.

### 6.5.2 LUSITANIAGÁS

A Figura 6-7 apresenta a evolução das taxas de rentabilidade e de remuneração ocorridas na Lusitaniagás. Como se observa, podem ser alargadas à Lusitaniagás as conclusões apresentadas para a Lisboagás, devido às semelhanças nas evoluções das taxas.

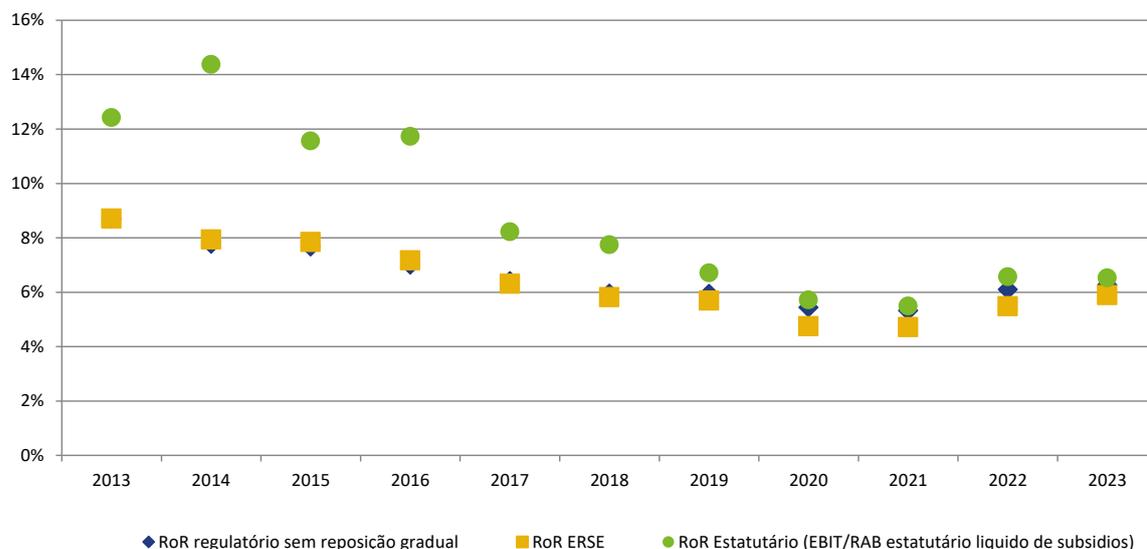
Figura 6-7 - Taxa de remuneração Lusitaniagás



### 6.5.3 REN PORTGÁS

A Figura 6-8 apresenta a evolução das taxas de rentabilidade e de remuneração ocorridas na REN Portgás.

Figura 6-8 - Taxa de remuneração REN Portgás

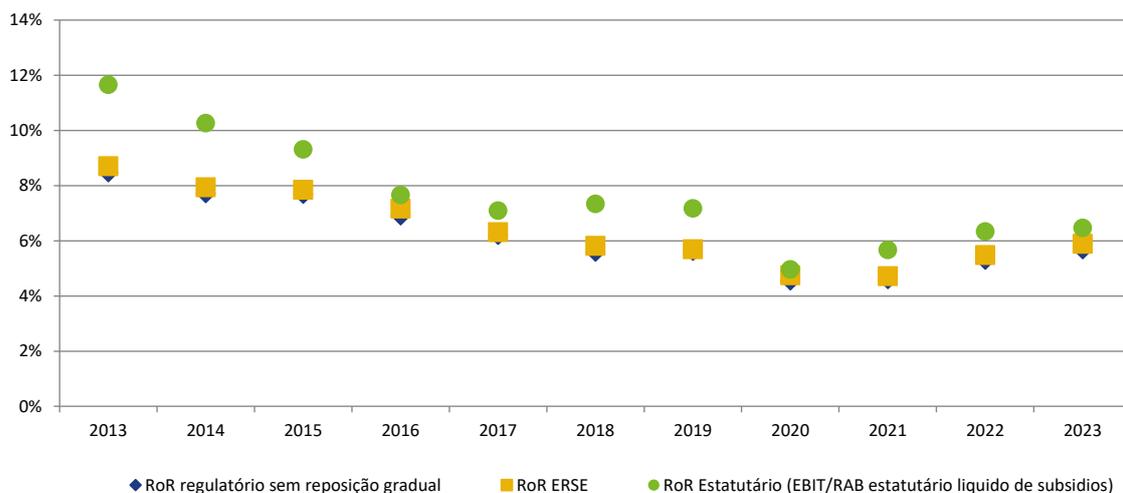


A partir de 2019, a diferença entre o RoR Regulatório e o RoR ERSE é justificada pela trajetória dos custos reais da empresa, que foram inferiores aos proveitos permitidos associados ao OPEX (isto é, inferiores às metas de eficiência definidas pela ERSE), embora se tenham aproximado em 2023. O RoR estatutário tem vindo a aproximar-se do RoR regulatório e do da ERSE, devido à diminuição do efeito das reavaliações iniciais no RAB.

#### 6.5.4 SETGÁS

A Figura 6-9 apresenta a evolução das taxas de rentabilidade e de remuneração ocorridas na Setgás.

Figura 6-9 - Taxa de remuneração Setgás



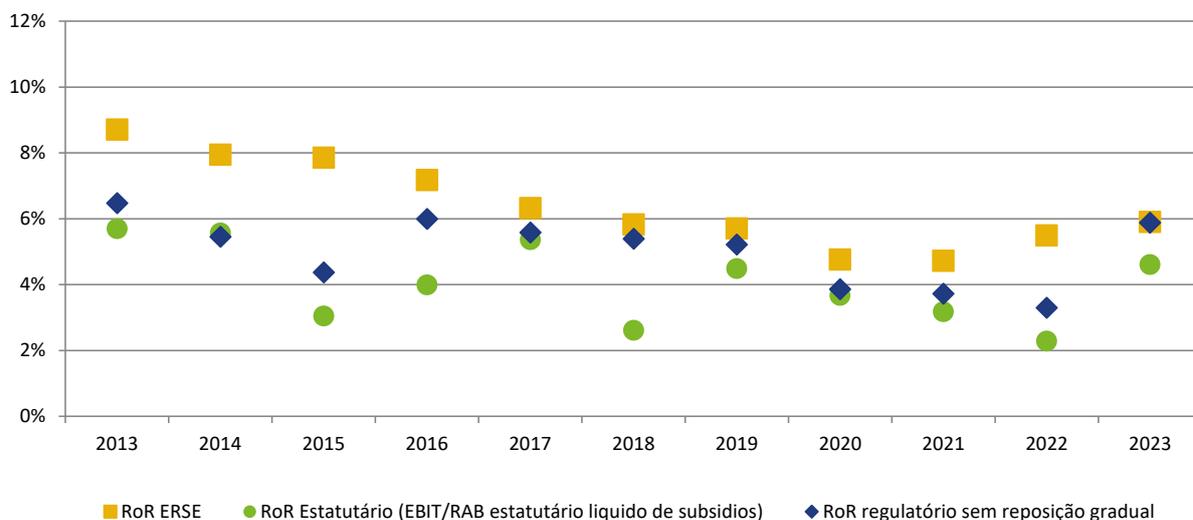
A evolução das taxas na Setgás segue uma tendência semelhante às restantes empresas, em particular do grupo Floene: (i) RoR estatutário superior ao RoR da regulatório, facto que resulta da reavaliação inicial considerada para efeitos regulatórios, anteriormente referida; e (ii) RoR regulatório muito próximo do RoR ERSE, o que evidencia que os custos reportados pela empresa têm seguido as metas de eficiência definidas pela ERSE.

#### 6.5.5 SONORGÁS

A Figura 6-10 apresenta a evolução das taxas de rentabilidade e de remuneração ocorridas na Sonorgás<sup>53</sup>.

<sup>53</sup> Refira-se que os valores recolhidos das contas estatutárias da empresa (RoR estatutário) correspondem à soma das atividades de Distribuição de GN e Comercialização de GN, uma vez que a esta empresa não é imposta a separação contabilística de atividades.

Figura 6-10 - Taxa de remuneração Sonorgás



Ao contrário das empresas analisadas anteriormente, na Sonorgás, a reavaliação inicial foi aceite quer em termos regulatórios, quer em termos estatutários, facto que não se verificou nos ORD com concessões.

O RoR regulatório tem sido superior ao estatutário, o que se justifica por este último incluir o valor dos contadores no valor do ativo, mas, principalmente, por a empresa apresentar custos operacionais, justificados como decorrentes da expansão da atividade, que a ERSE não tem aceite no cálculo dos proveitos permitidos por não os considerar eficientes. Este último facto também justifica que na comparação entre o RoR regulatório e o RoR ERSE, o primeiro é sempre inferior, até 2022.

Contudo, observa-se que, em 2023, primeiro ano completo após a aquisição da empresa pelo Fundo ICON, o RoR regulatório aumentou substancialmente, igualando o RoR ERSE. Esta aproximação decorre dos gastos operacionais reportados pela empresa refletirem as metas de eficiência definidas pela ERSE, o que indicia, igualmente, a pertinência das conclusões à auditoria realizada pela ERSE em 2021 às operações intragrupo do Grupo Dourogás em que se inseria a 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



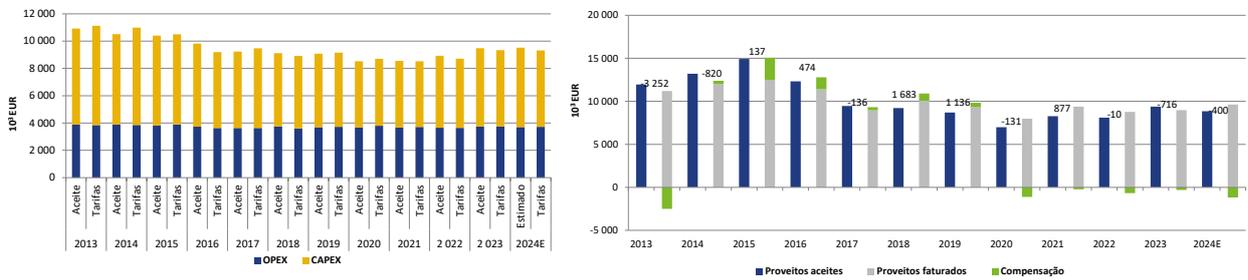
ANEXOS

I ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

I.1 BEIRAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

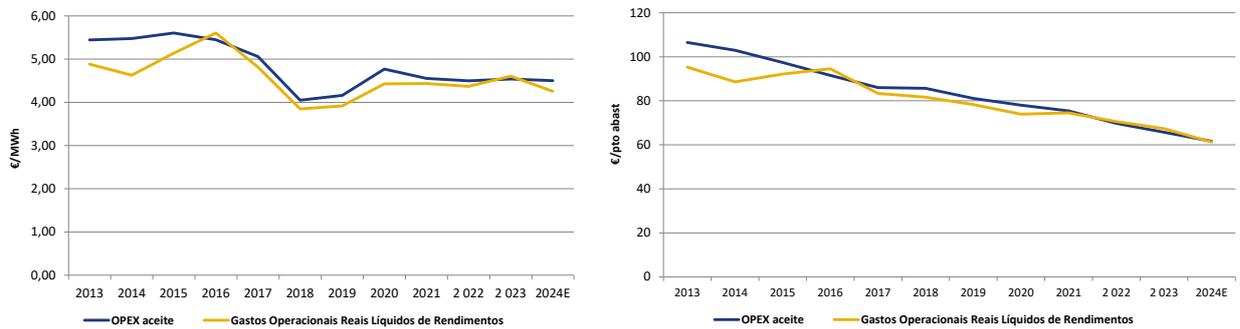
Figura I - 1 - Proveitos permitidos e análise de desvios  
(preços correntes)



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

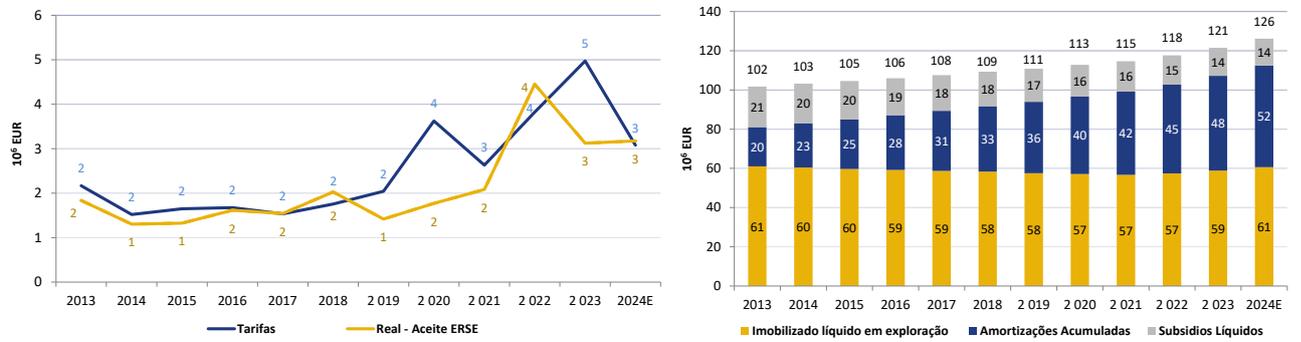
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 2 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes 2024)



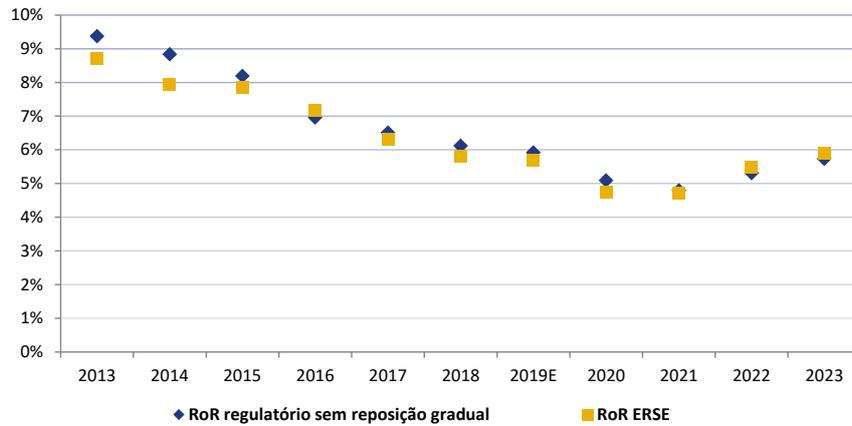
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 3 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

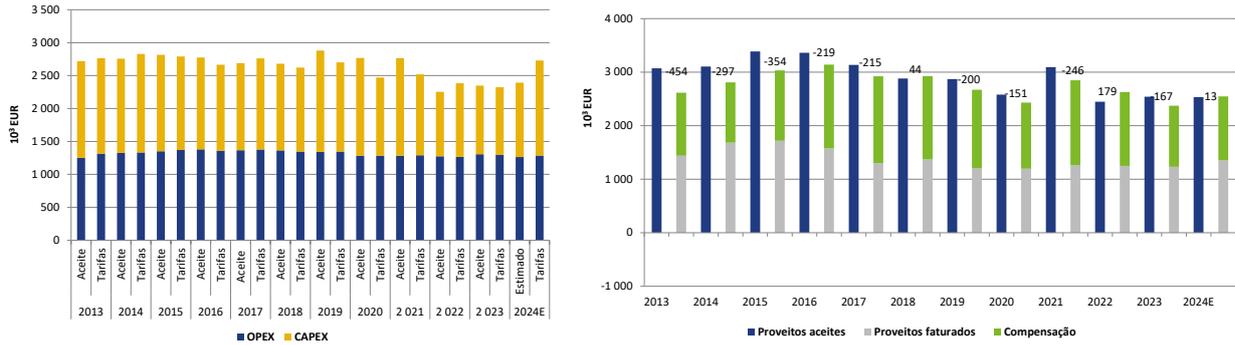
Figura I - 4 - Taxa de remuneração



I.2 DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

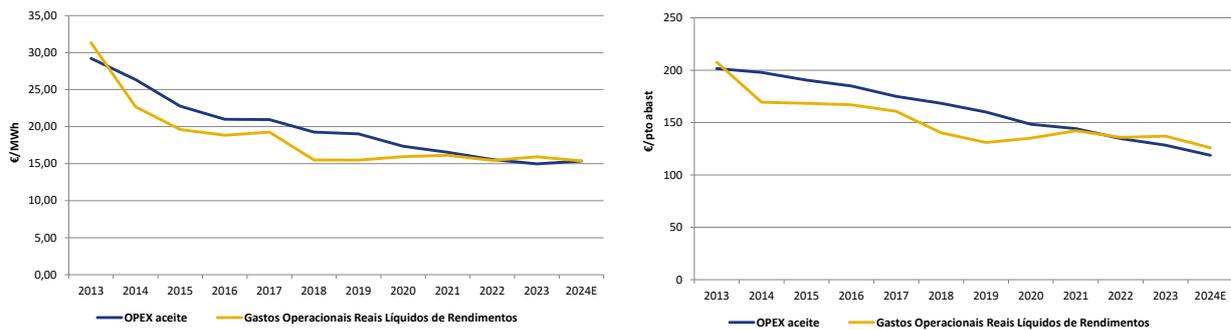
Figura I - 5 - Proveitos permitidos e análise de desvios  
(preços correntes)



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

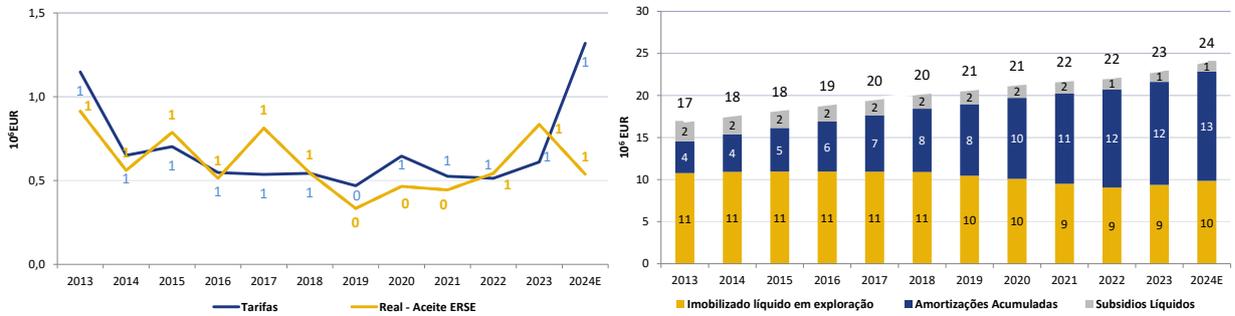
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 6 - OPEX por *driver* de custo  
(preços constantes 2024)



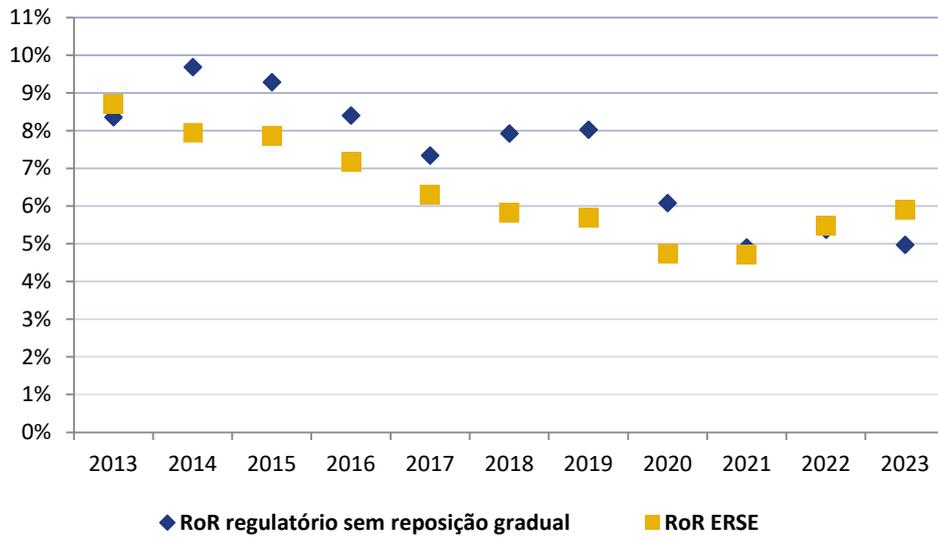
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 7 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

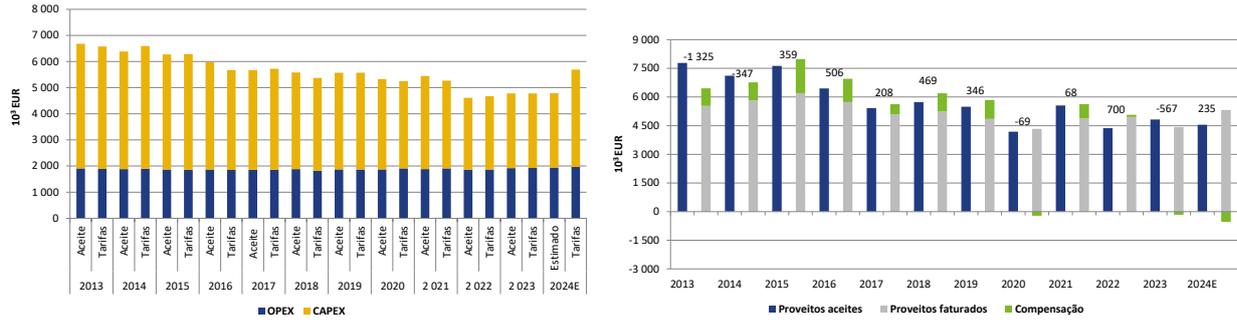
Figura I - 8 - Taxa de remuneração



1.3 DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

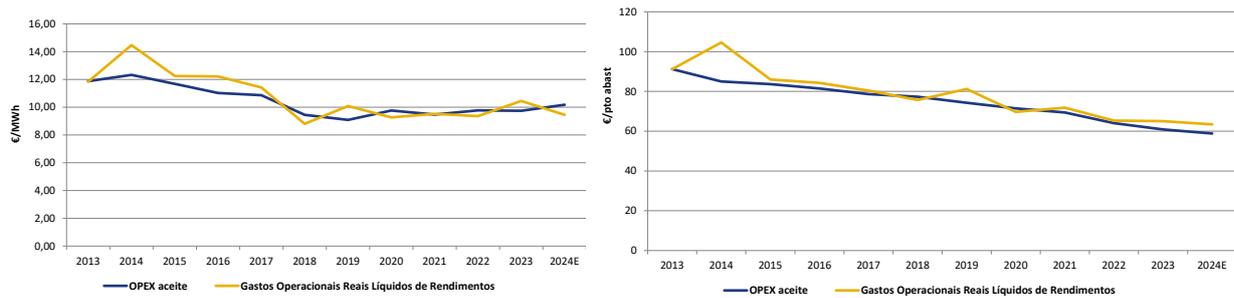
Figura I - 9 - Proveitos permitidos e análise de desvios  
(preços correntes)



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

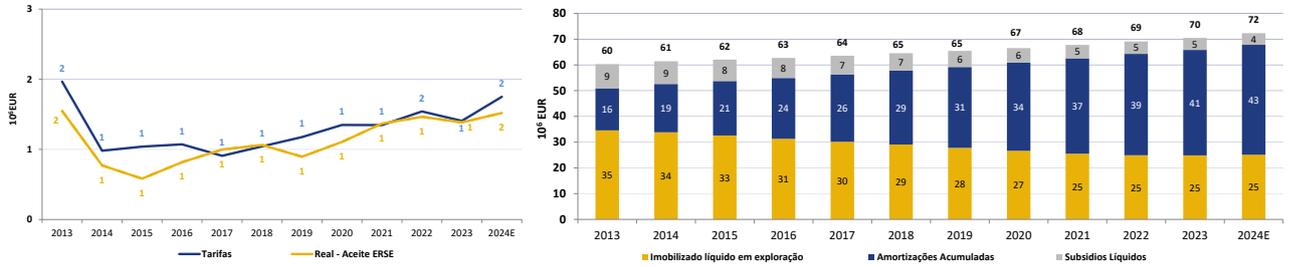
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 10 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes 2024)



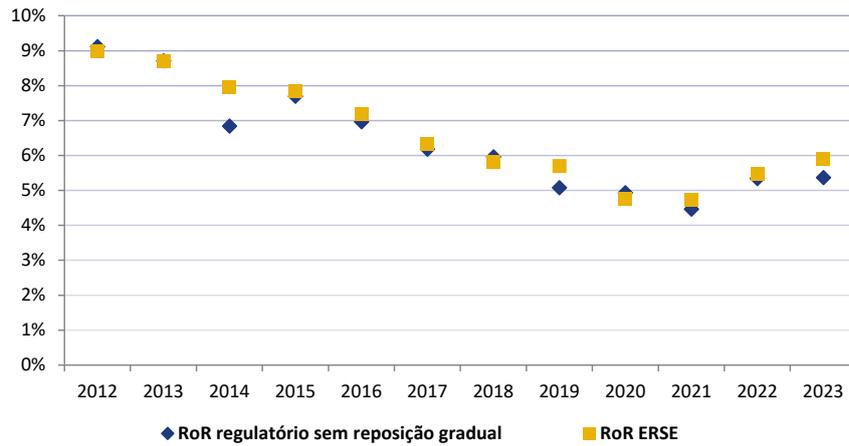
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 11 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

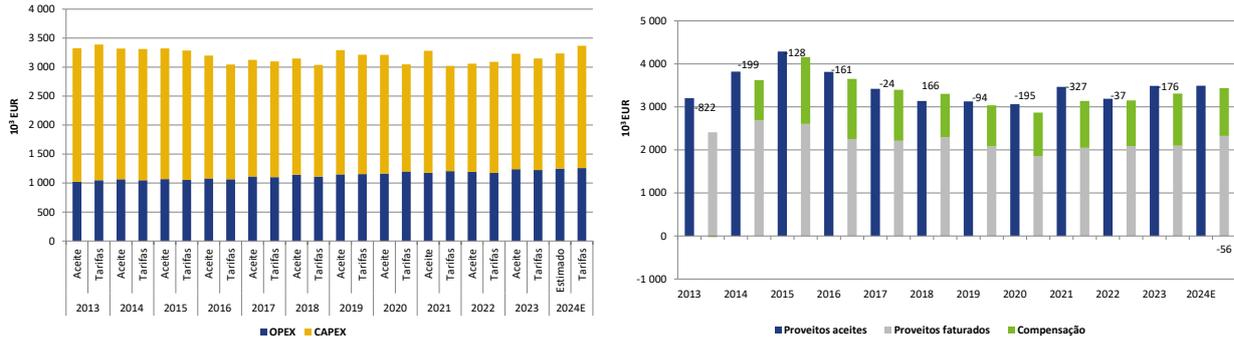
Figura I - 12 - Taxa de remuneração



I.4 MEDIGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

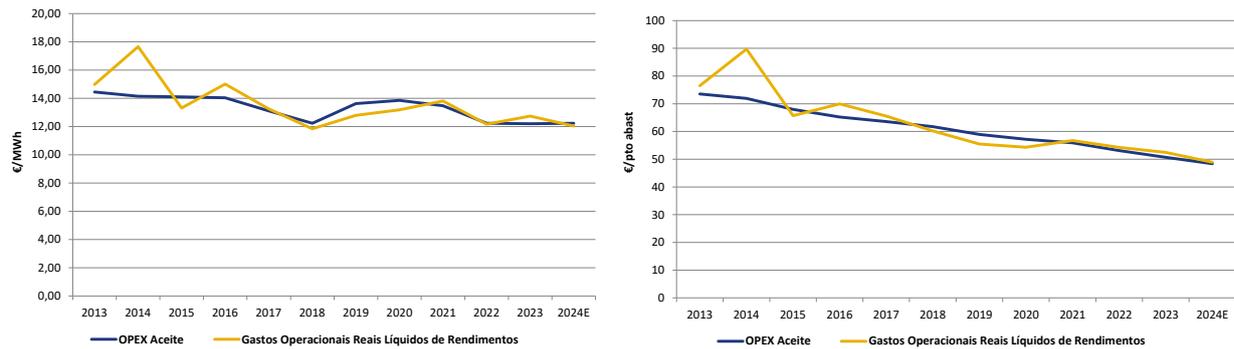
Figura I - 13 - Proveitos permitidos e análise de desvios  
(preços correntes)



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

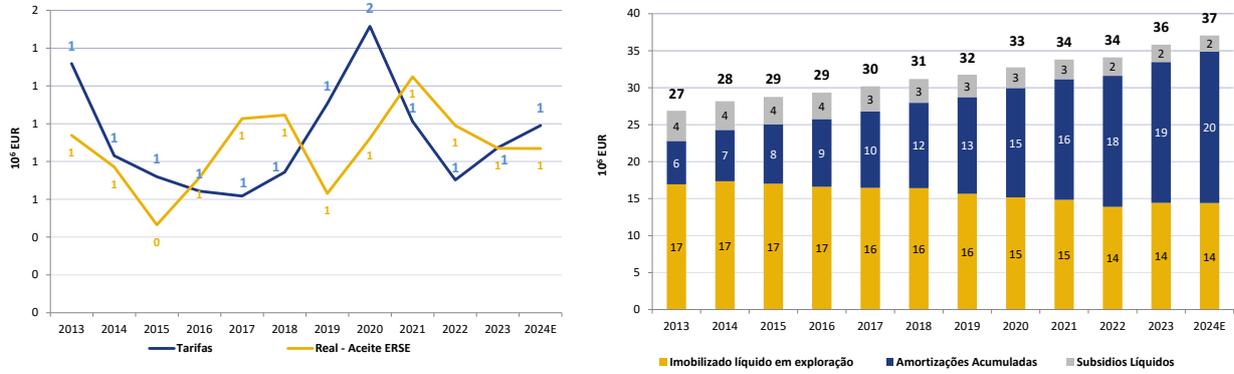
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 14 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes 2024)



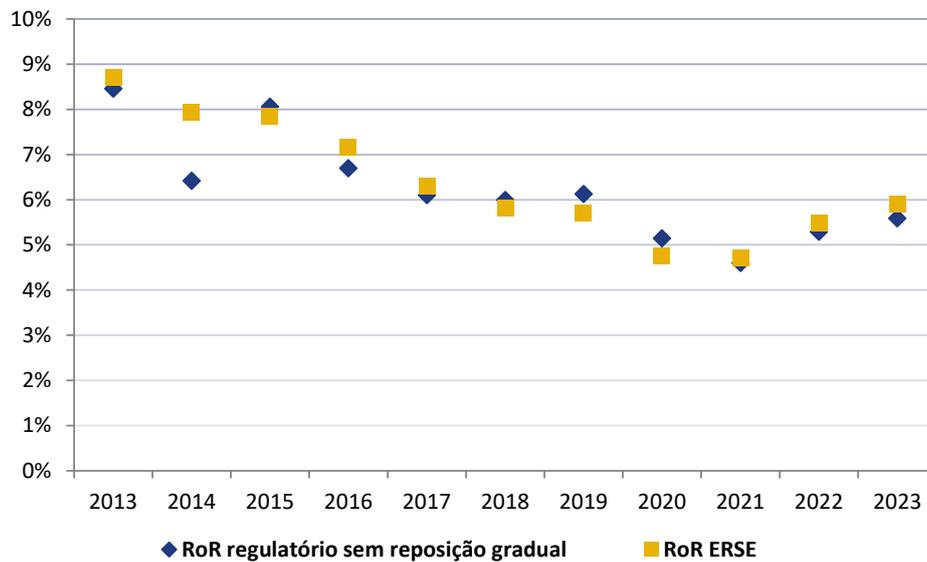
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 15 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

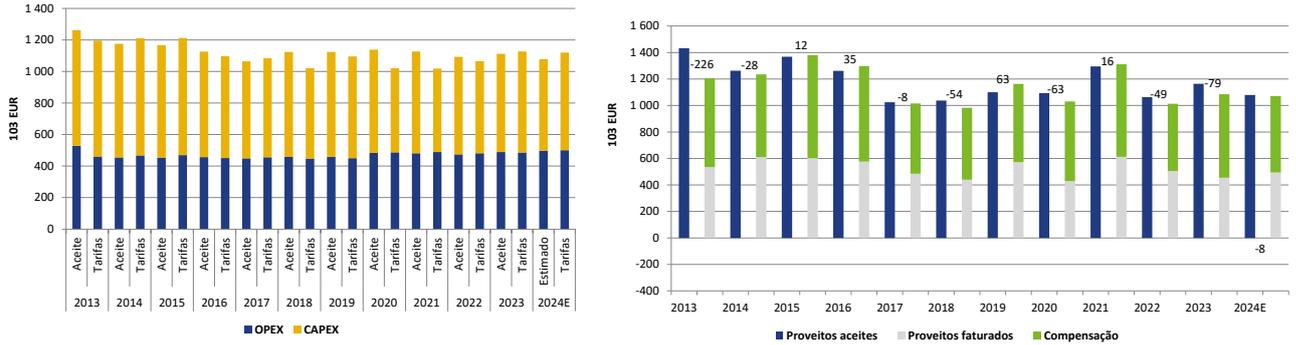
Figura I - 16 - Taxa de remuneração



I.5 PAXGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

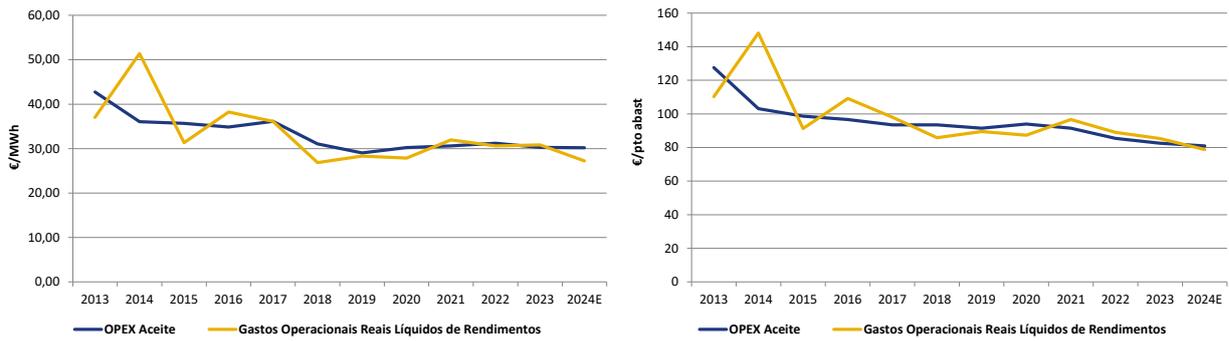
Figura I - 17 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios (preços correntes)



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

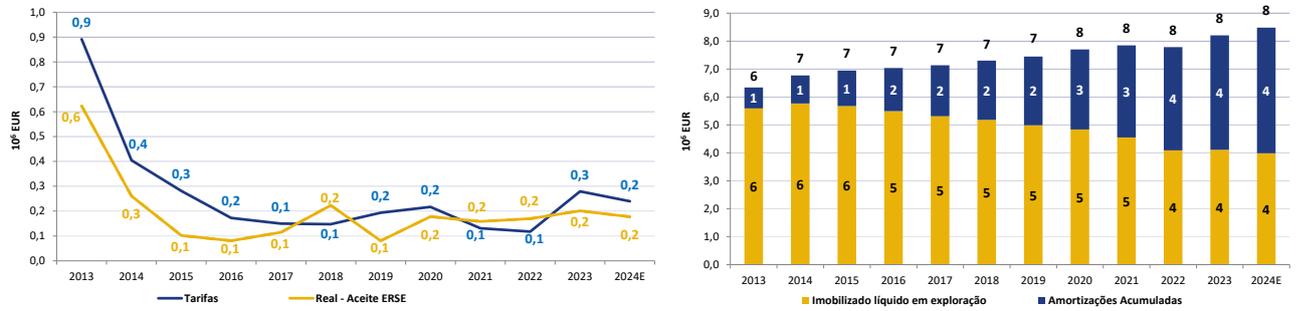
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 18 - OPEX por driver de custo (preços constantes 2024)



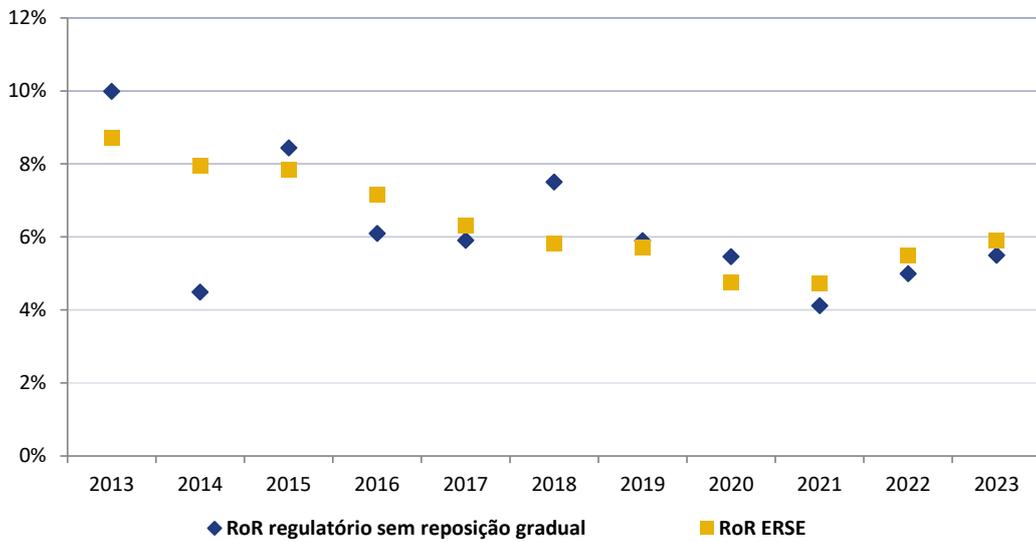
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 19 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

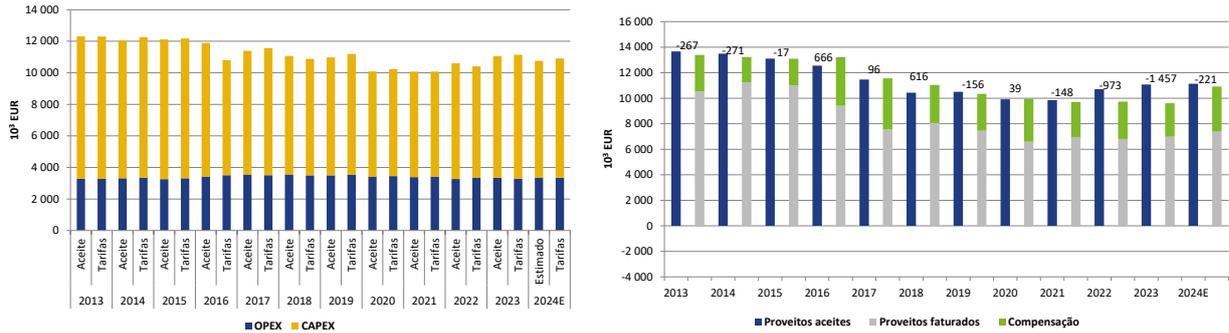
Figura I - 20 - Taxa de remuneração



I.6 TAGUSGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E CAPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

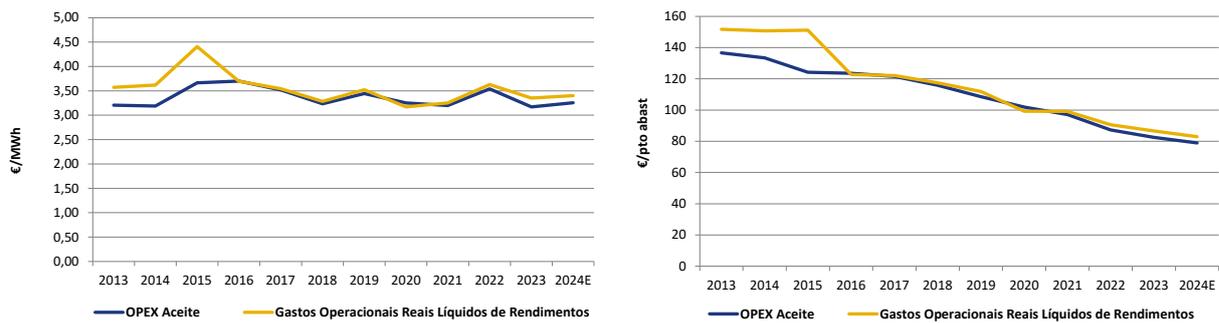
Figura I - 21 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

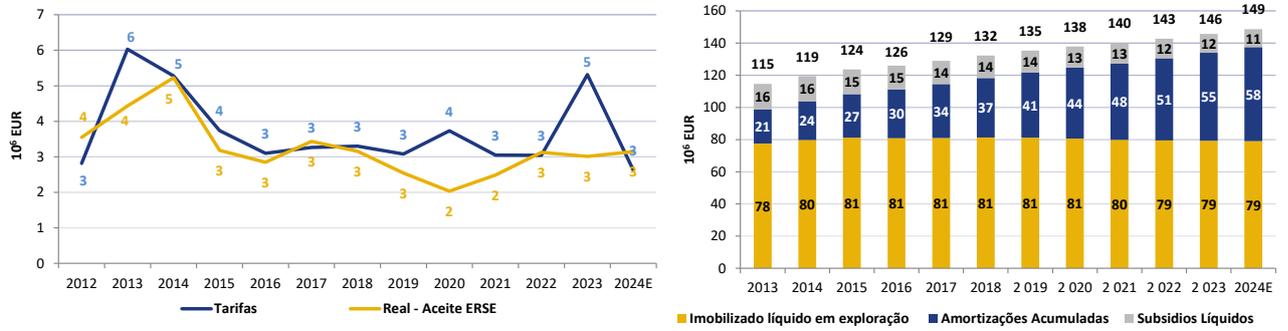
EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

Figura I - 22 - OPEX por driver de custo  
(preços constantes 2024)



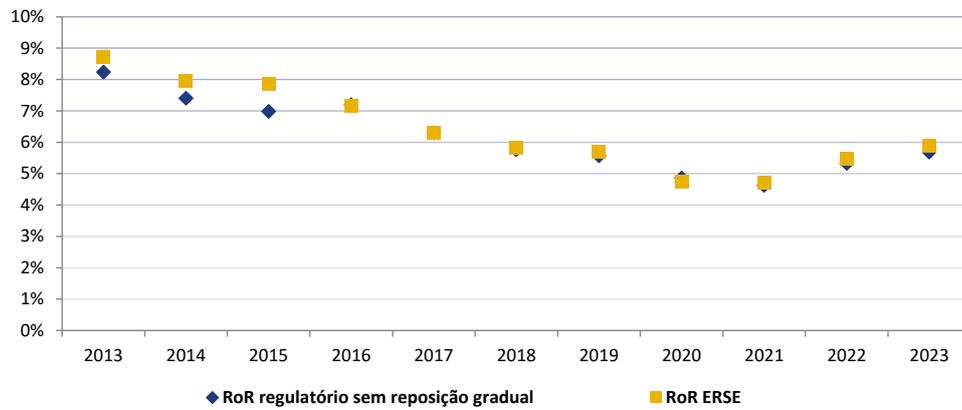
INVESTIMENTO E ATIVO BRUTO/ATIVO LÍQUIDO

Figura I - 23 - Imobilizado em exploração e ativo real



REMUNERAÇÃO REAL/ACEITE DO RAB

Figura I - 24 - Taxa de remuneração

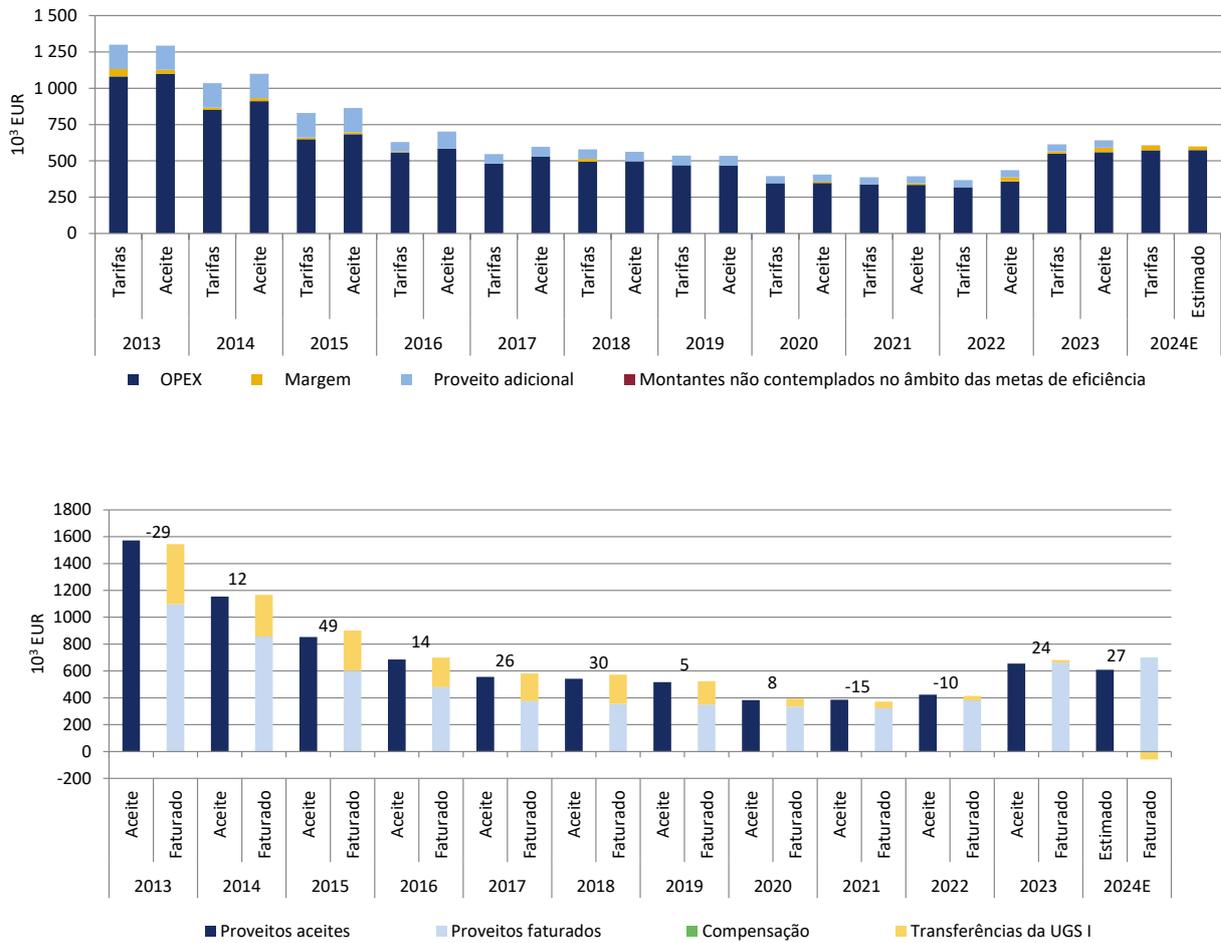


## II ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

### II.1 BEIRAGÁS

#### EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

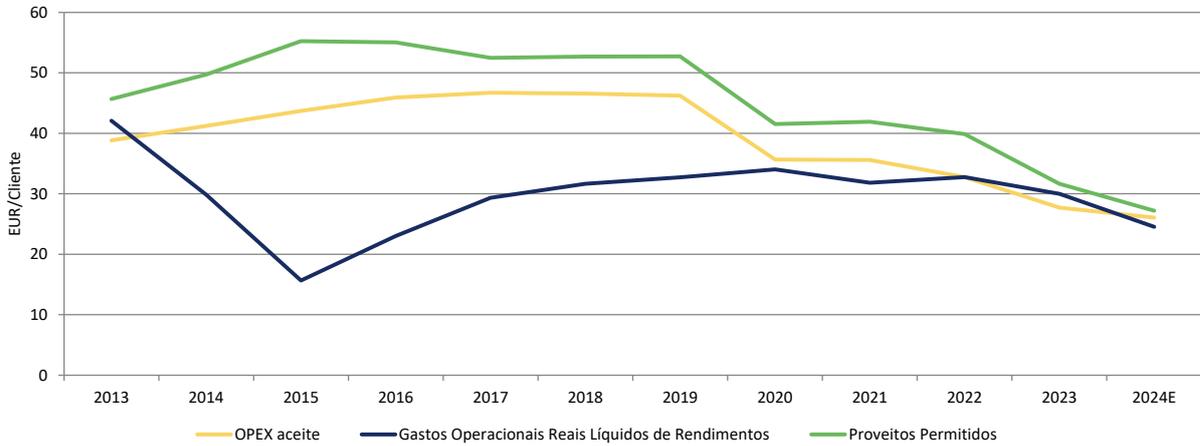
Figura II - 1 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

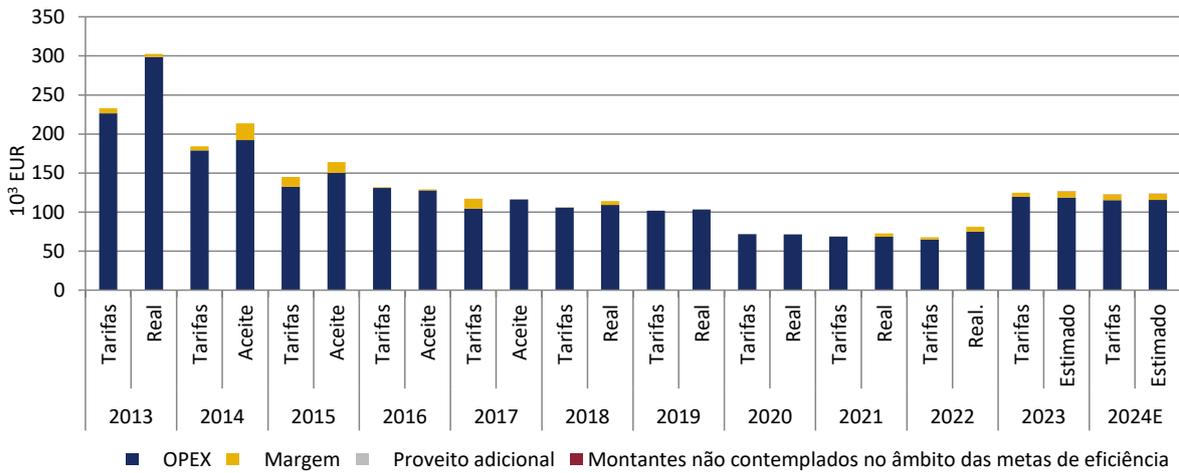
Figura II - 2 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2024)

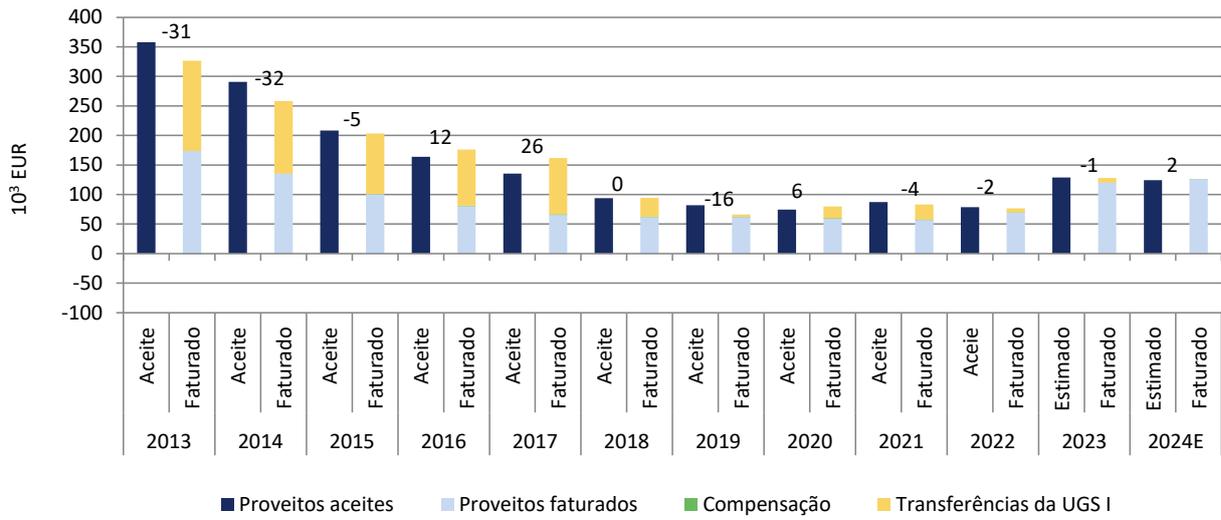


II.2 DIANAGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

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

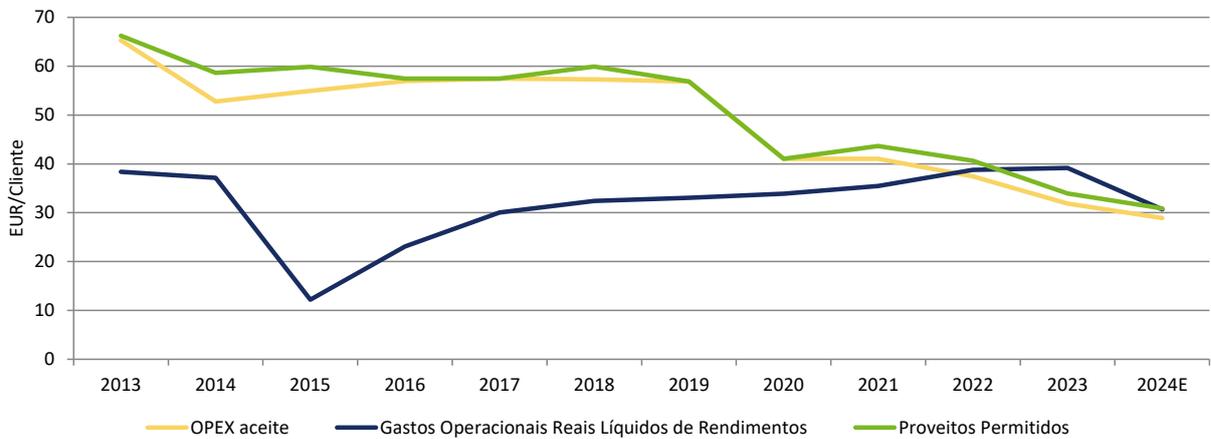




Nota: Desvios com sinal negativo significam valor a devolver à empresa. Desvios com sinal positivo significam valor a devolver ao sistema

EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

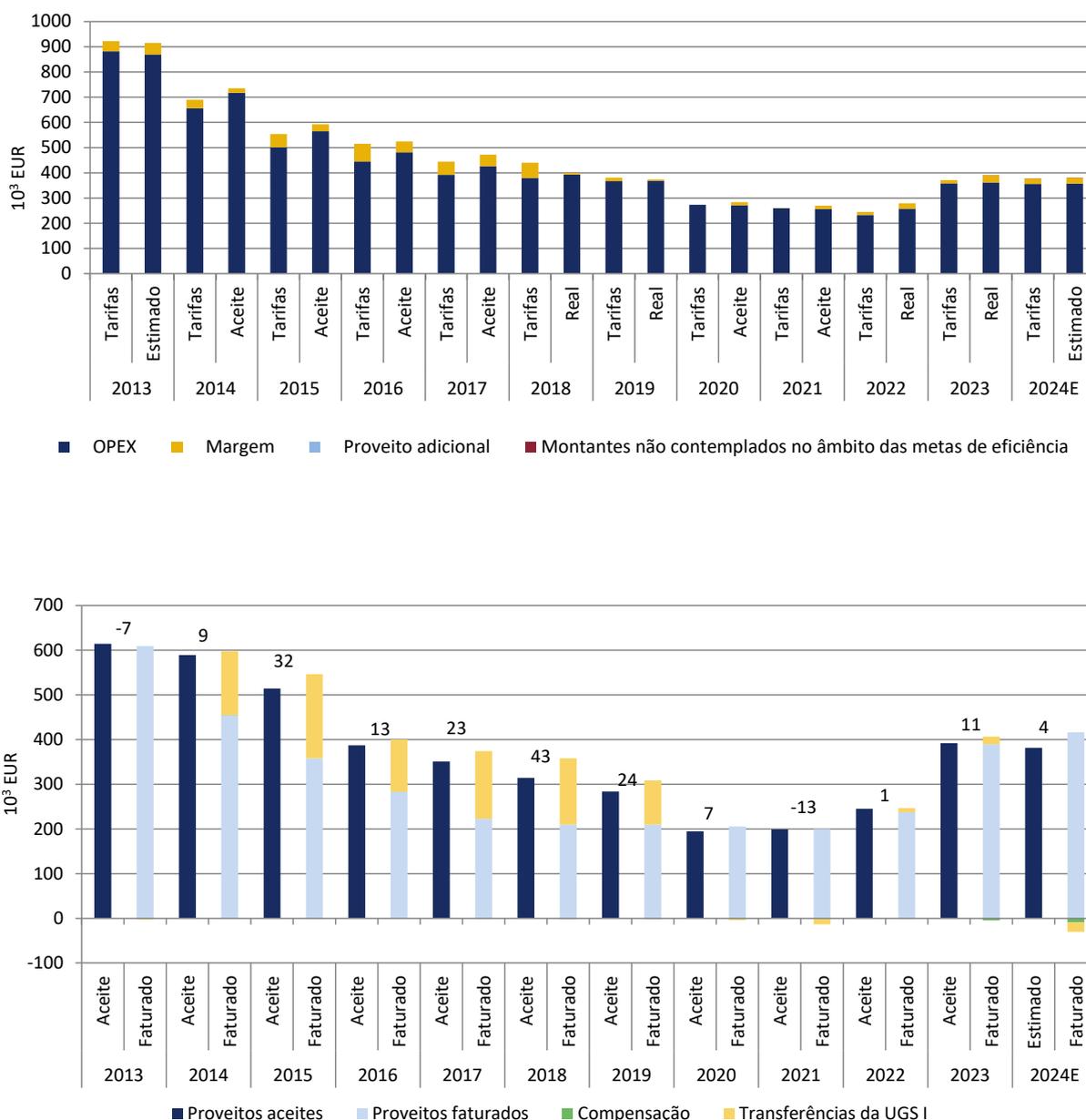
Figura II - 4 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2024)



II.3 DURIENSEGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

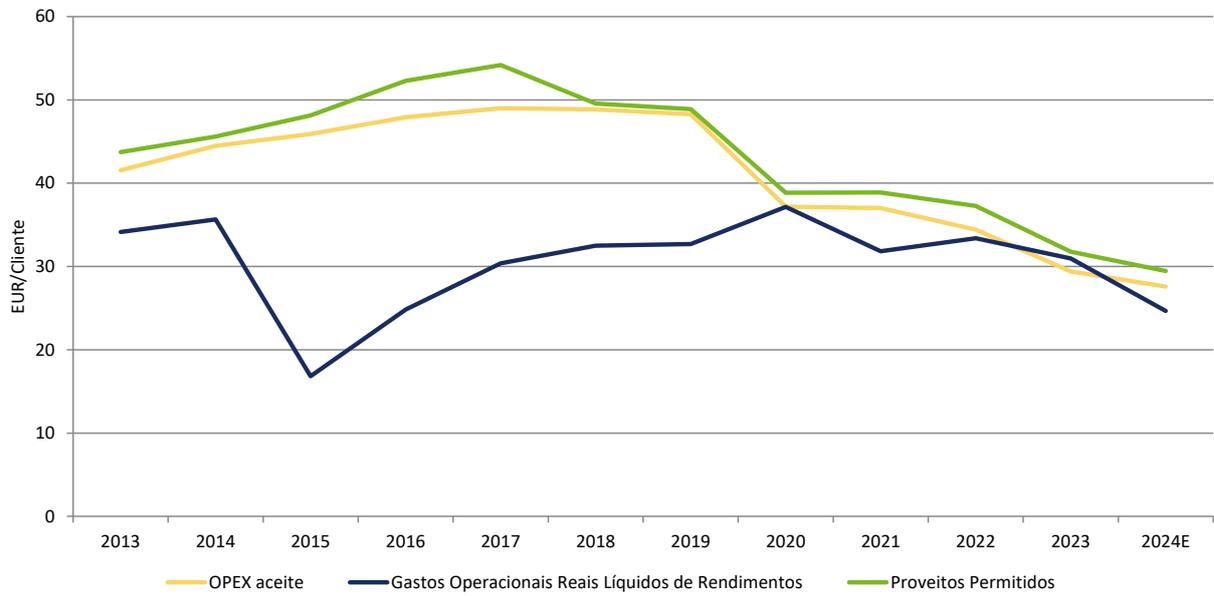
Figura II - 5 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

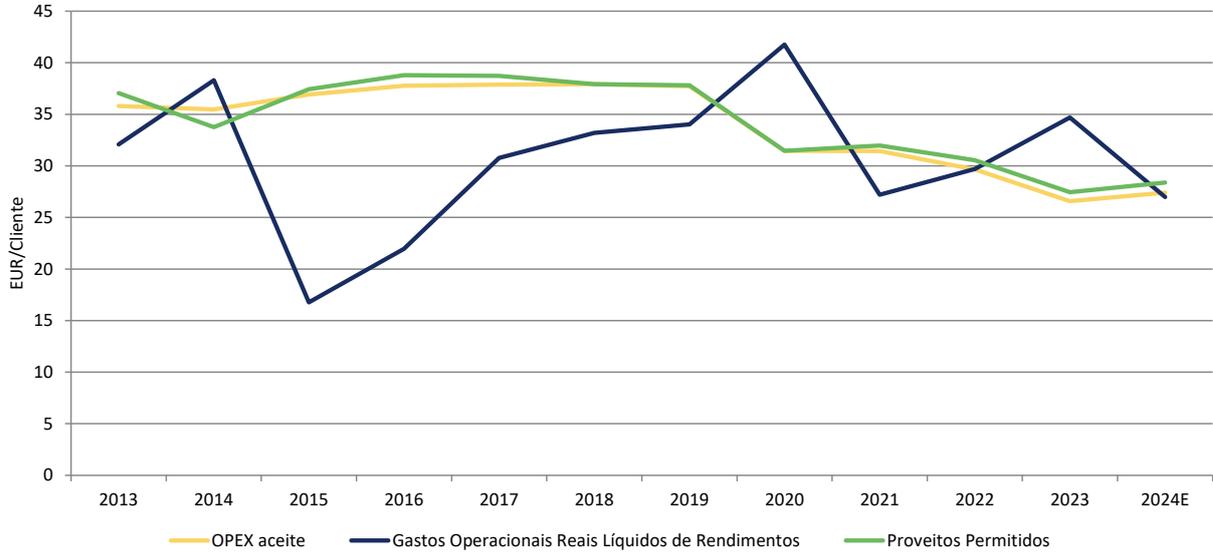
Figura II - 6 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2024)





EVOLUÇÃO DO OPEX POR DRIVER DE CUSTO

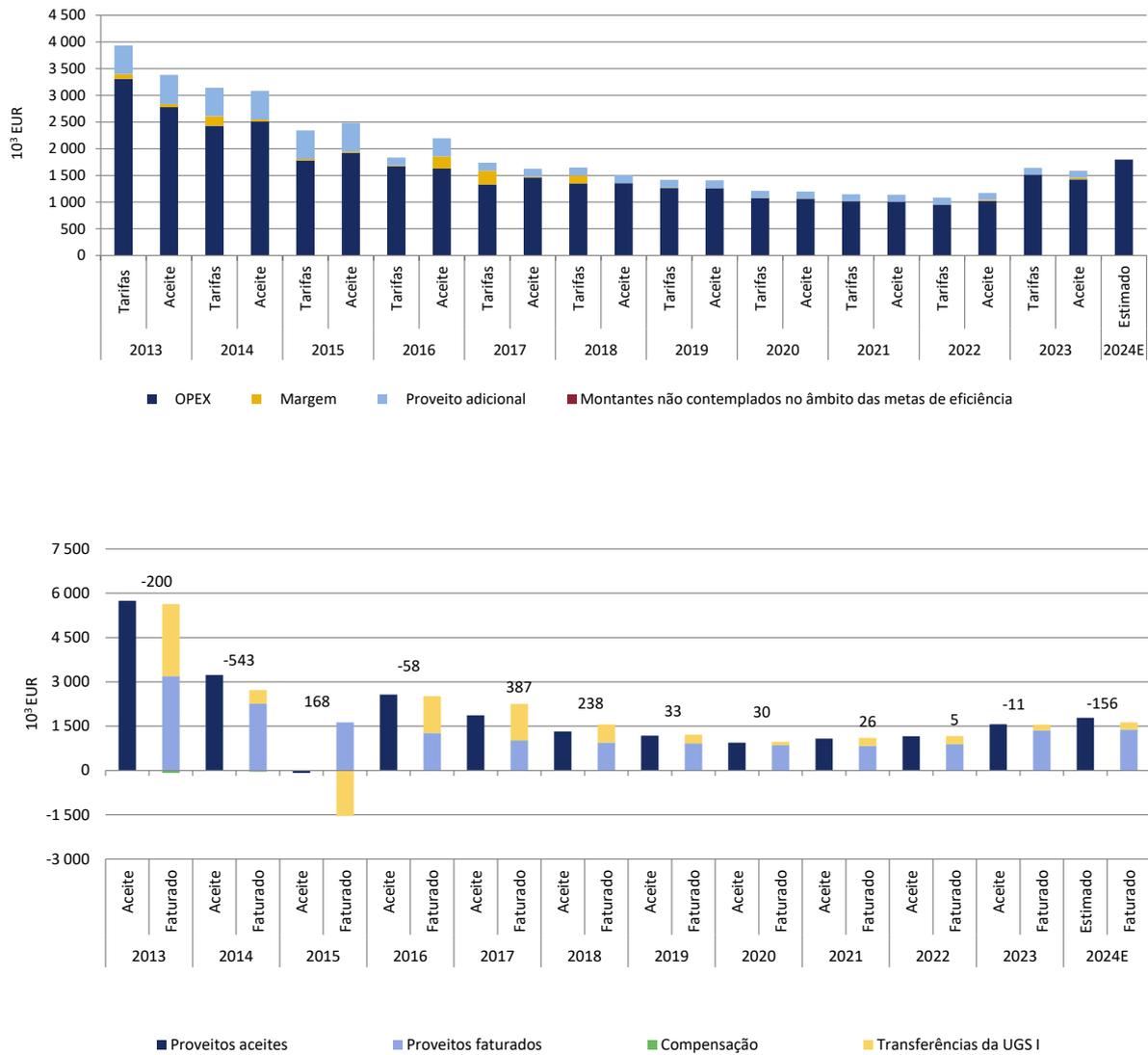
Figura II - 8 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2024)



II.5 SETGÁS

EVOLUÇÃO DO OPEX E ANÁLISE DE DESVIOS

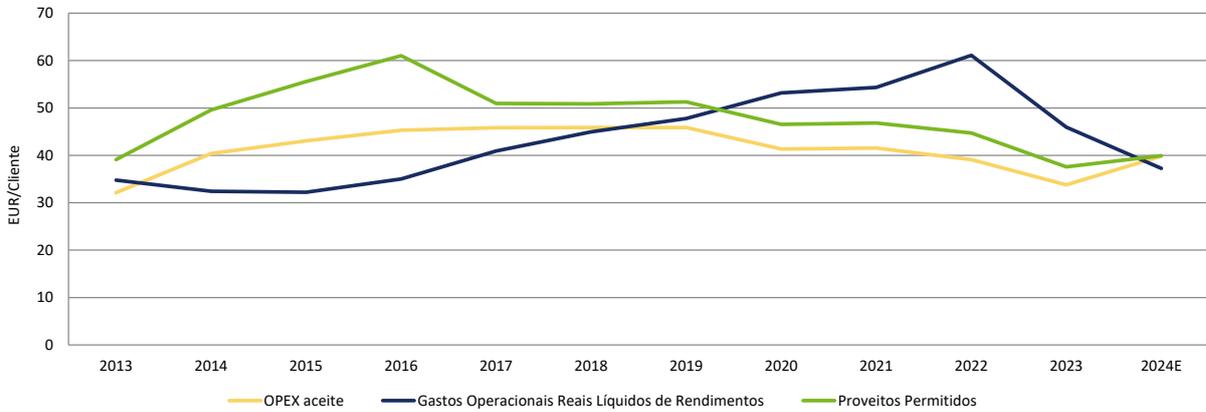
Figura II - 9 - Proveitos permitidos reais e análise de desvios  
(preços correntes)



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

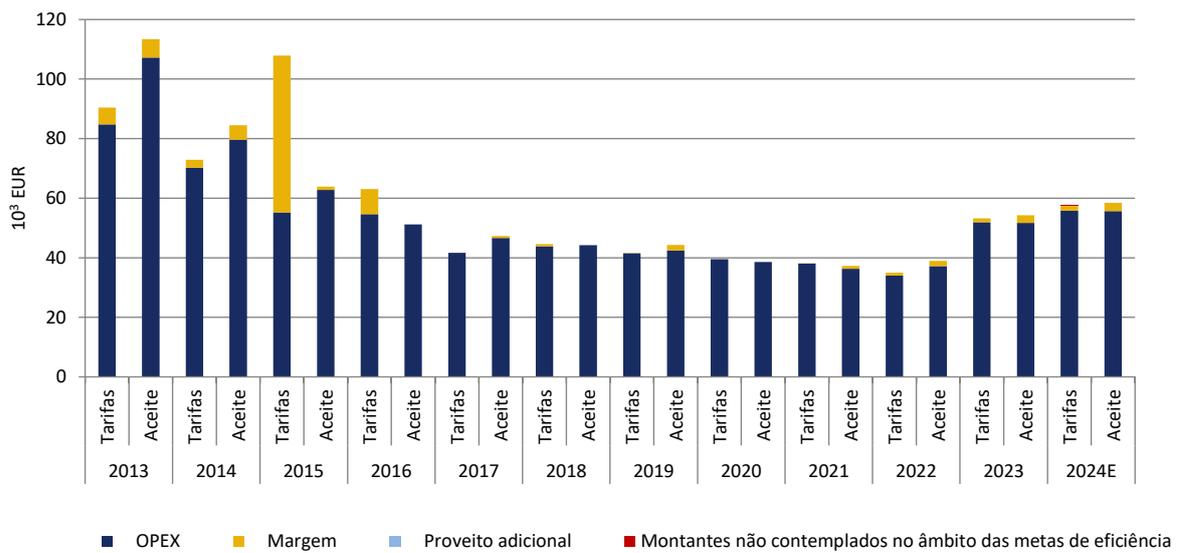
Figura II - 10 - OPEX por cliente  
(preços constantes 2024)

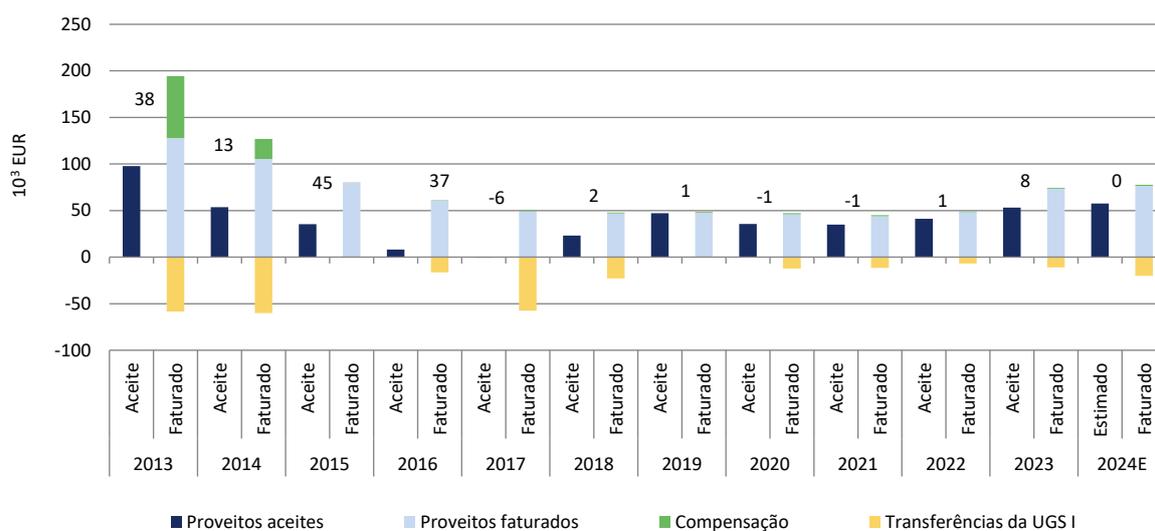


II.6 PAXGÁS

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 2024)

