

**ANÁLISE DE DESEMPENHO ECONÓMICO DAS EMPRESAS  
REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2021

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 ELÉTRICO</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT</b> .....	<b>9</b>
3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	9
3.2	Evolução do OPEX unitário .....	12
3.3	Evolução do TOTEX.....	14
3.4	Análise dos ativos e dos investimentos .....	15
3.5	Remuneração do ativo .....	19
<b>4</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>23</b>
4.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	23
4.2	Evolução do TOTEX.....	28
4.3	Análise dos investimentos e dos ativos .....	29
4.4	Remuneração do ativo .....	31
<b>5</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO</b> .....	<b>33</b>
5.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	34
5.2	Evolução do OPEX.....	35
<b>6</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES</b> .....	<b>39</b>
6.1	Aquisição de energia elétrica e Gestão do sistema .....	39
6.1.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	39
6.1.2	Evolução do TOTEX por indutor de custo .....	40
6.1.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	40
6.2	Distribuição de Energia Elétrica .....	42
6.2.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	42
6.2.2	Evolução do OPEX.....	42
6.2.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	44
6.3	Comercialização de Energia Elétrica .....	45
6.3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	45
6.3.2	Evolução do OPEX.....	46
6.4	Remuneração do ativo .....	48
<b>7</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA</b> .....	<b>51</b>
7.1	Aquisição de energia elétrica e Gestão do sistema .....	51
7.1.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	51

7.1.2	Evolução do TOTEX unitário.....	52
7.1.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	54
7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	55
7.2.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	55
7.2.2	Evolução do OPEX.....	56
7.2.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	58
7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	59
7.3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	59
7.3.2	Evolução do OPEX.....	60
7.4	Remuneração do Ativo .....	61
<b>8</b>	<b>GLOSSÁRIO.....</b>	<b>63</b>
<b>9</b>	<b>SIGLAS E ABREVIATURAS .....</b>	<b>65</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Proveitos permitidos reais – atividade de TEE (preços correntes).....	9
Figura 3-2 - Proveitos permitidos reais – atividade de GGS (preços correntes).....	11
Figura 3-3 - Custos unitários por energia – atividade de TEE (preços constantes 2020) .....	12
Figura 3-4 - Custos unitários por km de rede – atividade de TEE (preços constantes 2020) .....	13
Figura 3-5 - TOTEX (OPEX+CAPEX) – atividade de TEE (preços correntes).....	14
Figura 3-6 - TOTEX por energia – atividade de TEE (preços constantes 2020).....	15
Figura 3-7 - Evolução do ativo – atividade de TEE .....	16
Figura 3-8 - Evolução do ativo – atividade de GGS .....	16
Figura 3-9 - Evolução do investimento – atividade de TEE .....	18
Figura 3-10 - Evolução do investimento – atividade de GGS .....	19
Figura 3-11 - Taxa de remuneração da atividade de TEE .....	20
Figura 4-1 - Proveitos Permitidos reais (preços correntes).....	23
Figura 4-2 - Evolução do OPEX controlável real (preços correntes).....	25
Figura 4-3 – Evolução do OPEX em AT/MT (preços correntes) .....	26
Figura 4-4 – Evolução do OPEX em BT (preços correntes).....	26
Figura 4-5 - OPEX por cliente em BT (preços constantes 2020).....	27
Figura 4-6 - OPEX por energia em AT/MT (preços constantes 2020).....	27
Figura 4-7 - TOTEX – atividade de DEE (preços constantes 2020).....	28
Figura 4-8 - TOTEX por energia – atividade de DEE (preços constantes 2020) .....	29
Figura 4-9 - Evolução do investimento .....	30
Figura 4-10 - Evolução do ativo.....	31
Figura 4-11 - Taxa de remuneração .....	32
Figura 5-1 - Proveitos permitidos reais (preços correntes).....	34
Figura 5-2 – Evolução número médio de clientes do CUR .....	35
Figura 5-3 - Custos unitários por cliente (preços correntes).....	36
Figura 5-4 - Custos unitários por cliente (preços constantes 2020).....	37
Figura 6-1- Proveitos permitidos reais – AGS EDA (preços correntes).....	39
Figura 6-2 - TOTEX por energia EDA (preços constantes de 2020) .....	40
Figura 6-3 - Evolução do ativo da AGS EDA.....	41
Figura 6-4 - Evolução do investimento da AGS EDA.....	41
Figura 6-5 - Proveitos permitidos reais – DEE EDA (preços correntes) .....	42
Figura 6-6 – Evolução dos custos de OPEX aceites e reais – DEE EDA (preços correntes) .....	43
Figura 6-7 - Custos por energia fornecida EDA (preços constantes de 2020).....	44

Figura 6-8 - Evolução do Ativo DEE EDA .....	44
Figura 6-9 - Evolução do Investimento DEE EDA.....	45
Figura 6-10 - Proveitos permitidos reais – CEE EDA (preços correntes) .....	46
Figura 6-11 – Evolução dos custos de OPEX aceites e reais – CEE EDA (preços correntes) .....	47
Figura 6-12 - Custos unitários por cliente EDA (preços constantes de 2020) .....	48
Figura 6-13 - Taxa de remuneração .....	49
Figura 7-1 - Proveitos permitidos reais – AGS EEM (preços correntes) .....	52
Figura 7-2 - TOTEX por energia EEM (preços constantes de 2020).....	53
Figura 7-3 - Evolução do ativo da AGS .....	54
Figura 7-4 - Evolução do investimento da AGS .....	54
Figura 7-5 - Proveitos permitidos reais – DEE EEM (preços correntes).....	55
Figura 7-6 - Evolução dos custos de OPEX aceites e reais – DEE EEM (preços correntes) .....	57
Figura 7-7 - Opex unitário por energia fornecida EEM (preços constantes de 2020) .....	57
Figura 7-8 - Evolução do ativo da DEE .....	58
Figura 7-9 - Evolução do investimento da DEE .....	58
Figura 7-10 - Proveitos permitidos reais – CEE EEM (preços correntes).....	59
Figura 7-11 Evolução dos custos de OPEX aceites e reais – CEE EEM (preços correntes).....	60
Figura 7-12 - Custos unitários por cliente EEM (preços constantes de 2020).....	61
Figura 7-13 - Taxa de remuneração .....	61

## 1 INTRODUÇÃO

O presente documento pretende apresentar o desempenho económico das empresas responsáveis pelas atividades reguladas do setor da eletricidade. Com o início do novo período de regulação, em 2022, esta análise assume uma relevância acrescida, por constituir um instrumento adicional na (re)avaliação das metodologias de regulação e dos respetivos parâmetros que enquadram o cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas<sup>1</sup>.

A análise elaborada teve por base um leque de indicadores económicos e financeiros que permitem medir o desempenho das empresas e a eficácia das metodologias regulatórias, nomeadamente através (i) da evolução dos custos operacionais, (ii) da eficiente afetação de recursos e (iii) da adequação do quadro regulatório à evolução da atividade.

O período analisado abrange anos civis reais e auditados à data, dos últimos 3 períodos de regulação, ou seja, desde 2012 a 2020<sup>2</sup>.

De uma forma sucinta, no período em análise, verificou-se no setor elétrico uma relativa estabilidade ao nível do desempenho das atividades de transporte e de distribuição no Continente, que relativamente ao período regulatório anterior, reduziram os seus custos. Em relação às Regiões Autónomas, verificou-se um crescimento dos custos ao nível da atividade de produção, enquanto ao nível das atividades de distribuição os custos mantiveram-se estáveis.

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

### **EVOLUÇÃO DOS CUSTOS E DOS INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DO CONTINENTE**

No que respeita à atividade de transporte de energia elétrica, os custos unitários reais da empresa têm apresentado desde 2012 uma tendência de redução, apesar de terem sido no atual período de regulação

---

<sup>1</sup> A análise apenas integra as atividades cujos proveitos são diretamente determinados pelas metodologias regulatórias, ou seja, as atividades de transporte, gestão global do sistema, distribuição e comercialização de energia elétrica no caso do Continente e aquisição de energia elétrica e gestão do sistema, distribuição e comercialização de energia elétrica, no caso das Regiões Autónomas. A atividade de operação logística de mudança de comercializador, não faz parte da análise efetuada neste documento, por apenas ter iniciado a sua atividade em 2018 e não haver um histórico suficiente para efetuar uma análise de desempenho.

<sup>2</sup> Para o período de regulação 2018-2020, que devido à situação epidemiológica se estendeu até 2021, a análise não abrange o ano de 2021, por ainda não se encontrarem disponíveis contas reais auditadas.

superiores aos custos aceites pela ERSE. Na atividade de distribuição regista-se um decréscimo dos custos unitários e verifica-se o esforço da empresa em acompanhar a eficiência imposta pelo regulador.

Ao nível dos investimentos, as tendências de evolução são semelhantes no último período regulatório quer na atividade de transporte quer na atividade de distribuição, com o nível de investimento inferior ao que se verificou nos dois períodos regulatórios anteriores.

Ainda no Continente, refira-se a atividade de comercialização de último recurso que, face ao processo de liberalização de mercado e de extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais em vigor, apresenta uma queda acentuada na sua atividade, o que se reflete na evolução dos seus custos.

#### **EVOLUÇÃO DOS CUSTOS E DOS INVESTIMENTOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

No caso das Regiões Autónomas o principal aspeto a salientar no período em análise prende-se com a aceitação das contrapartidas ou remunerações pela utilização de bens de domínio público ou privado municipal no âmbito da exploração da concessão nos proveitos permitidos, ocorrida em 2016.

Ao nível do OPEX da atividade de AGS o comportamento apresentou na EDA e EEM uma tendência de crescimento após 2016. Ao nível da atividade de DEE, os custos têm apresentado desde 2016, uma tendência de estabilização.

#### **REMUNERAÇÃO DO ATIVO**

Uma análise à taxa de remuneração definida pela ERSE permite verificar, a partir de 2012, a uma oscilação das taxas de remuneração dentro do mesmo período de regulação, motivada pela introdução de um mecanismo de indexação subjacente ao cálculo do ROR (rentabilidade do capital empregue<sup>3</sup>). A aplicação deste mecanismo permitiu uma redução gradual das taxas de remuneração aplicadas.

#### **ESTRUTURA DO DOCUMENTO**

O documento segue a estrutura que de seguida se apresenta:

---

<sup>3</sup> As definições dos vários RoR, regulatório e ERSE, são apresentadas no glossário deste documento.

No Capítulo 2 é realizada uma breve caracterização do setor elétrico no que respeita às principais atividades e metodologias regulatórias aplicadas.

Nos Capítulos 3 a 7 apresenta-se a análise efetuada a cada atividade individualmente: atividades desenvolvidas pela REN, atividades desenvolvidas pela E-REDES, atividades desenvolvidas pela EDP Serviço Universal e as atividades desenvolvidas pelas empresas das Regiões Autónomas: EDA e EEM.



## 2 BREVE ENQUADRAMENTO DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Nos últimos anos o setor elétrico ficou marcado pela consolidação do processo de liberalização do mercado, reforçado pelo calendário de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para consumidores domésticos, e pela integração dos mercados, nomeadamente ao nível ibérico através do aprofundamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

Face às diversas alterações, a regulação do setor tem-se adaptado de forma a acompanhar e a facilitar as novas exigências, procurando não colocar em risco os interesses dos consumidores e o equilíbrio económico-financeiro das empresas. Esta situação é mais evidente na atividade de comercialização, onde coexistem atividades reguladas e em mercado, para as quais o risco de subsídio cruzada é significativo.

O ano de 2020 foi o terceiro ano do período de regulação de 2018 a 2021<sup>4</sup> e foi um ano importante para a consolidação das metodologias regulatórias aplicadas. Para cada operador, apresenta-se de seguida, a evolução das metodologias regulatórias aplicadas ao longo dos últimos anos:

- **Operador da rede de transporte** – A partir do período de regulação 2009-2011, o modelo regulatório, que se caracterizava na aplicação de taxa de remuneração do investimento e custos aceites em base anual, passa para um modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap/revenue cap*<sup>5</sup> aos custos de exploração; (ii) incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, cujo maior risco é compensado por uma taxa de remuneração diferenciada; (iii) em 2018 foi revogado o incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT; (iv) em 2018 foi introduzido o incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT, que substitui o incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.
- **Operador da rede de distribuição** – Na atividade de distribuição de energia elétrica do Continente aplicou-se, até 2011, uma metodologia de regulação do tipo *price cap* sobre o conjunto dos custos regulados (operacionais e de investimento). A partir de 2012, adotou-se uma metodologia do tipo

---

<sup>4</sup> Para o período de regulação 2018-2020, que devido à situação epidemiológica se estendeu até 2021, a análise não abrange o ano de 2021, por ainda não se encontrarem disponíveis contas reais auditadas.

<sup>5</sup> Apesar de serem definidos preços, os indutores são tão pouco voláteis e o peso da componente variável com esses indutores é de tal modo diminuto que, na prática, a metodologia corresponde a um *revenue cap*.

*rate-of-return* relativamente aos custos de investimento, mantendo-se a regulação do tipo *price cap* sobre os custos de exploração. Nesta atividade aplicam-se igualmente metodologias que visam incentivar o investimento em redes inteligentes, a melhoria da continuidade de serviço, ou ainda a redução das perdas nas redes de distribuição. Em 2018, início do atual período de regulação, a principal alteração introduzida foi a aplicação de uma metodologia do tipo *price-cap* sobre o conjunto dos custos regulados (operacionais e de investimento) na atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

- **Comercializador de último recurso** – desde o período de regulação que se iniciou em 2012 é aplicada uma regulação do tipo *price cap* acrescida de uma componente de custos não controláveis, a qual é analisada e calculada em base anual e considerada apenas quando justificável. Desde 2015, o único indutor de custos considerado é o número de clientes. Na atividade de comercialização de último recurso são ainda definidos anualmente custos de referência com vista ao cumprimento do quadro legal vigente, e com o objetivo de se criar uma base sustentada para a definição do OPEX unitário desta atividade.
- **Empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira** – até ao ano 2008 (*inclusive*), a regulação das três atividades foi efetuada por custos aceites e aplicação de uma taxa de remuneração no investimento; no período regulatório 2009-2011 alargou-se a aplicação de uma regulação por incentivos económicos: (i) a regulação das atividades de Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica passa a ser efetuada através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*; (ii) definição de custos de referência do fuelóleo consumido na produção de energia elétrica<sup>6</sup> na atividade de Aquisição de energia Elétrica e Gestão Global do Sistema (AGS). A partir de 2012, a atividade de AGS passou para uma regulação por incentivos (*Revenue cap*) e retirou-se o custo com capital do âmbito do *price cap* nas atividades de Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica. Em 2015 o mecanismo de custos eficientes para a aquisição de combustíveis foi alargado ao gasóleo e ao gás natural, este último na Região Autónoma da Madeira.

Os fatores de eficiência anuais aplicados aos custos operacionais unitários foram de 1,5% para o transporte e 2% para a distribuição. O mecanismo de investimento a preços de referência, aplicável ao operador da

---

<sup>6</sup> A atividade de produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é regulada, não estando liberalizada pelo facto destas regiões beneficiarem de uma derrogação à aplicação da Diretiva 2003/54/CE.

rede de transporte, prevê a atualização dos preços dos novos equipamentos, incorporando também um fator de eficiência, que desde 2015 foi fixado em 1,5% para as linhas e em 3% para as subestações. No caso da comercialização, o fator de eficiência anual foi também de 1,5%.

Na Região Autónoma dos Açores, as metas de eficiência aplicadas a cada uma das atividades são: na Aquisição de energia Elétrica e Gestão Global do Sistema um fator de 1,5%, na Distribuição 3% e na Comercialização 2,5%. Na Região Autónoma da Madeira as metas de eficiência variam entre 1,5% na Aquisição de energia Elétrica e Gestão Global do Sistema e 3% na atividade de distribuição. Na atividade de comercialização aplica-se um fator de 2,5%.

Destaca-se ainda o facto de, no mesmo período, se ter alterado o indexante para determinação do custo de capital, passando a utilizar-se as *yields* das OTs a 10 anos (em substituição dos CDS<sup>7</sup>).

---

<sup>7</sup> *Credit Default Swaps*

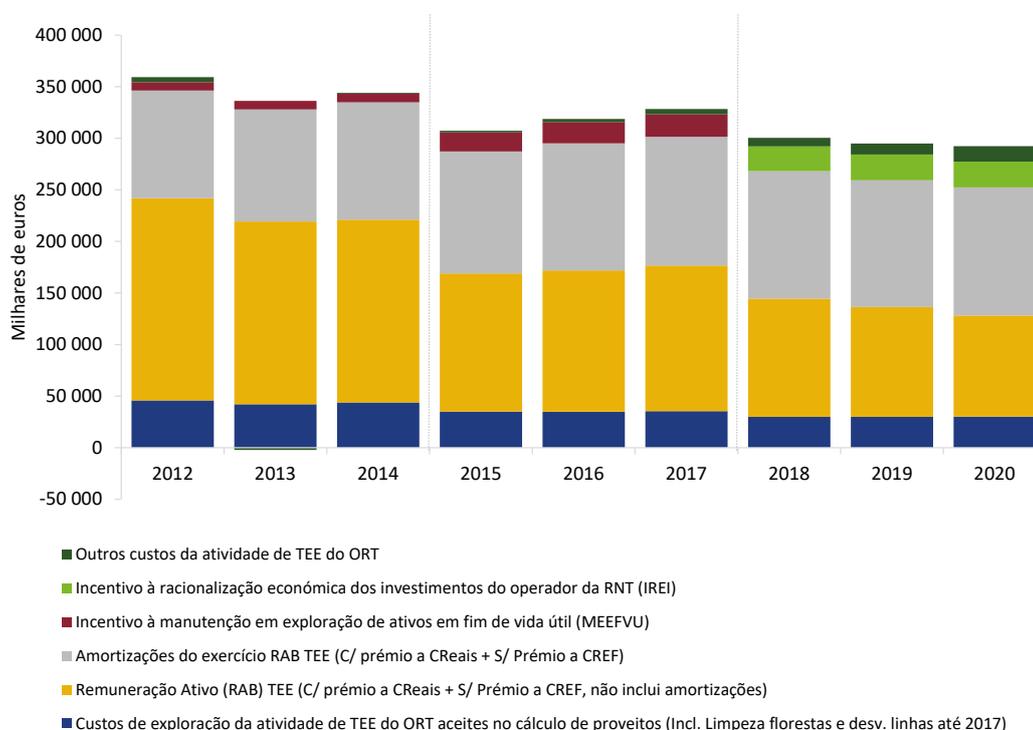


### 3 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

#### 3.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A Figura 3-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), do Operador da Rede de Transporte, a preço correntes.

Figura 3-1 - Proveitos permitidos reais<sup>8</sup> – atividade de TEE  
(preços correntes)



Desde 2008 que foi implementado um mecanismo de custos incrementais ao nível do OPEX da atividade de TEE, com uma parcela fixa e duas parcelas a evoluir em função (i) do crescimento anual dos quilómetros de redes e (ii) do número de painéis instalados nas subestações. Relativamente ao CAPEX (remuneração dos ativos + amortização anual), a regulação é efetuada por aplicação de uma metodologia de custos aceites. Complementarmente, em 2009, foi implementado um mecanismo de incentivo ao investimento

<sup>8</sup> Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1, neste caso apenas no CAPEX).

eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, com taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de ativos em função do tipo de regulação (consoante seja por custos aceites ou por custos de referência) que lhe está associado.

Entre 2017 e 2020 o CAPEX decresceu cerca de 16%, facto para o qual contribuiu de forma muito significativa a redução da taxa de remuneração dos ativos em cerca de 1,7 pontos percentuais. Neste último ano em análise, o CAPEX apresenta um decréscimo de 7,1 milhões de euros, repartidos por um decréscimo de 5,3 milhões de euros nos ativos valorizados a custos de referência e um decréscimo de 1,9 milhões de euros nos ativos valorizados a custos históricos, por via da redução da taxa de remuneração dos ativos de cerca de 0,3 pontos percentuais. Subjacente ao decréscimo do CAPEX deste último ano está, no entanto, um ligeiro acréscimo da componente das amortizações, que contribuíram em sentido contrário, com um acréscimo de 1,1 milhões de euros. Este aumento das amortizações dos ativos resulta, no entanto, da soma de dois valores de sinal oposto: um acréscimo de 1,2 milhões das amortizações dos ativos valorizados a custos de referência e um decréscimo de 0,1 milhões de euros das amortizações dos ativos valorizados a custos históricos.

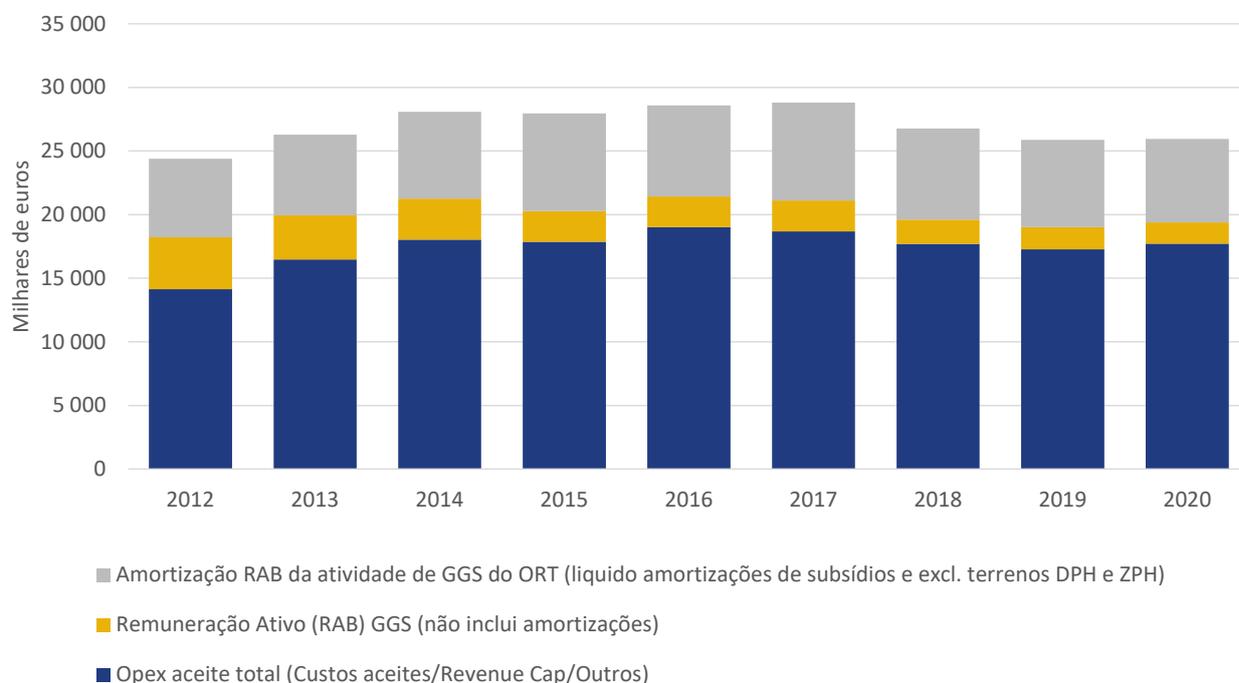
Nesse mesmo período, entre 2017 e 2020, a componente de incentivos (Incentivo à manutenção em exploração de ativos em fim de vida útil (MEEFVU) e Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)) cresceu 14,6%, para 25 milhões de euros. A componente de outros custos<sup>9</sup>, registou um acréscimo significativo em virtude da inclusão das perdas atuariais a partir de 2018, com uma prestação de 7,5 milhões de euros por um período de 11 anos, e do aumento da componente de compensação entre operadores das redes de transporte (7,6 milhões de euros em 2020, face a um valor de 1,7 milhões de euros em 2017).

A Figura 3-2 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), do Operador da Rede de Transporte, a preço correntes.

---

<sup>9</sup> Designadamente limpeza florestas, desvio de linhas, compensação entre operadores das redes de transporte, perdas atuariais e compensações sociais e ambientais

Figura 3-2 - Proveitos permitidos reais<sup>10</sup> – atividade de GGS  
(preços correntes)



No caso do OPEX da atividade de GGS foi aplicado, até 2017, um mecanismo de custos aceites em base anual. A partir de 2018 a forma de regulação alterou-se, passando a atividade de GGS ao nível do OPEX a ser regulada através da aplicação de incentivos, por aplicação de um *revenue cap*, sujeito à aplicação de uma meta de eficiência de 2% ao ano.

A evolução do OPEX ao longo do período em análise foi de uma tendência de crescimento até 2017, último ano de aplicação do um mecanismo de custos aceites, tendo atingido os 18,7 milhões de euros. Em 2018, primeiro ano da nova metodologia regulatória, com a aplicação do *revenue cap*, o valor do OPEX reduziu-se 5,2%, para um valor de 17,7 milhões de euros. Entre 2017 e 2020 o OPEX decresceu cerca de 5,3%, para 17,7 milhões de euros. No entanto, em 2020, último ano em análise, o OPEX aumentou 5,2%, para 17,7 milhões de euros. Estas variações do OPEX entre 2018 e 2020 têm origem nos custos de exploração ocorridos, sujeitos a aprovação da ERSE, referentes aos custos de plataformas afetas à gestão do sistema,

<sup>10</sup> Não incluí o efeito do ajustamento

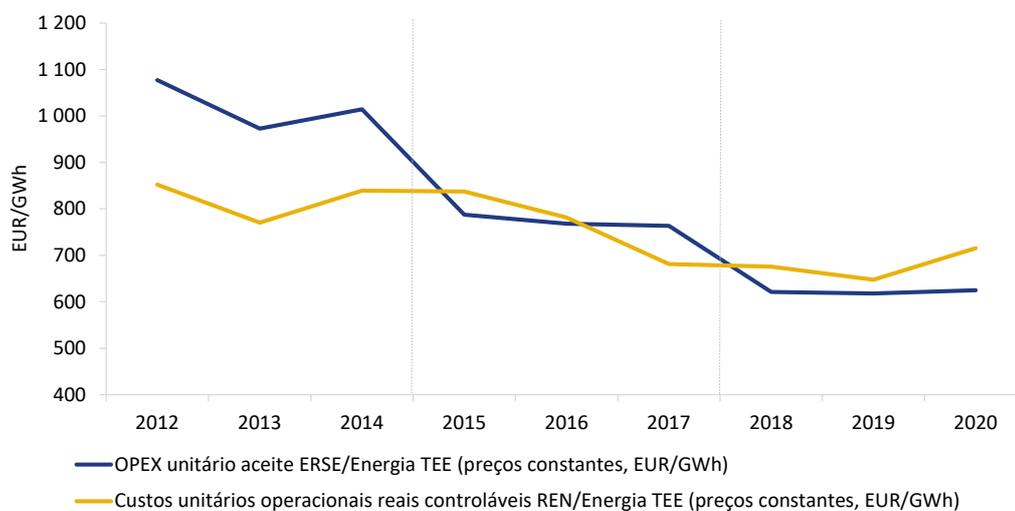
a considerar fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência, fruto das novas obrigações atribuídas ao Gestor do Sistema, nomeadamente no âmbito da legislação europeia.

O valor do CAPEX, ao qual é aplicada uma metodologia de regulação baseada em custos aceites<sup>11</sup>, observou uma redução de 18,6% entre 2017 e 2020, em resultado da redução do valor médio do ativo líquido remunerado e do valor das amortizações. Em 2020 o CAPEX diminuiu 2,6%, com as amortizações (com um peso de 80% no CAPEX) a registarem uma redução de 4,4%.

### 3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

As Figura 3-3 e Figura 3-4 apresentam a evolução do OPEX da atividade de TEE em função dos custos unitários por energia transportada e por km de rede<sup>12</sup>.

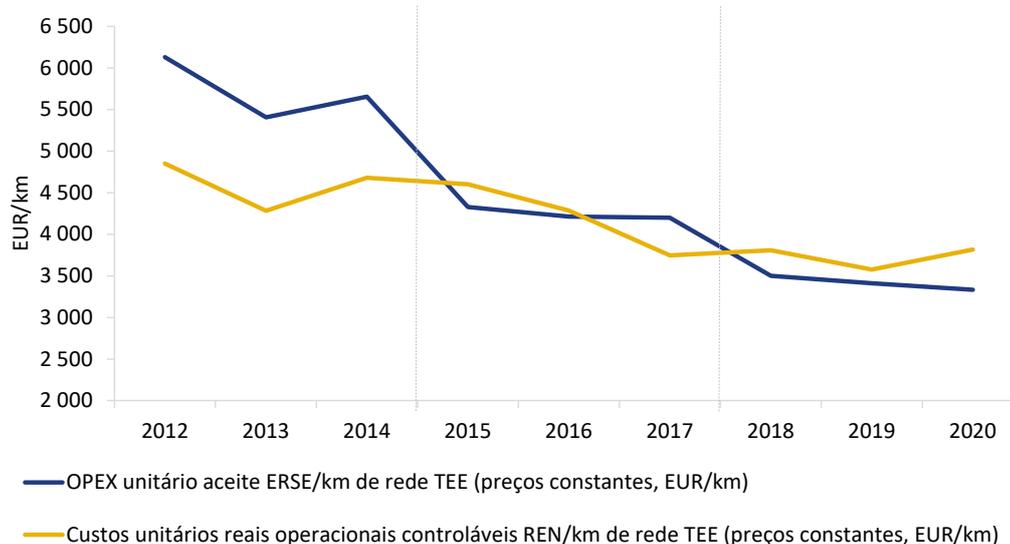
Figura 3-3 - Custos unitários por energia – atividade de TEE  
(preços constantes 2020)



<sup>11</sup> A remuneração dos ativos relacionados com aproveitamento hidroelétricos, que fazem parte da base de ativos da atividade de GGS desde 2006, não é evidenciada por se encontrar no âmbito dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), estando enquadrada pelos diplomas legais que definem a remuneração das parcelas associadas aos terrenos afetos ao Domínio Público Hídrico.

<sup>12</sup> OPEX ERSE corresponde aos proveitos permitidos, por unidade física, associados ao OPEX recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. OPEX REN corresponde aos valores de OPEX verificados e apresentados nas contas reguladas auditadas, por unidade física.

Figura 3-4 - Custos unitários por km de rede – atividade de TEE  
(preços constantes 2020)

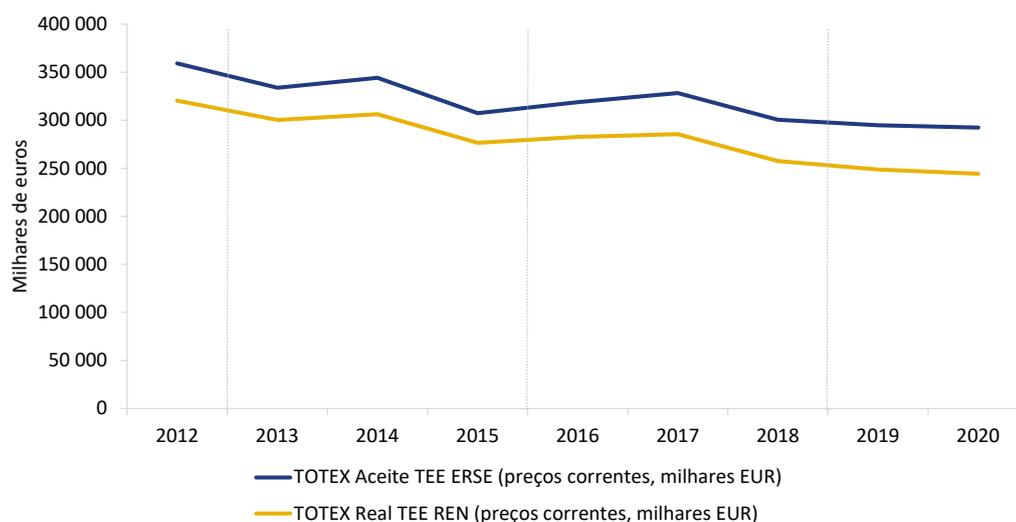


Na atividade de TEE, entre 2012 e 2014, verificou-se que os custos reais unitários, quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, registaram valores sempre inferiores aos custos unitários aceites (proveitos permitidos associados ao OPEX). Deste modo verificou-se a existência de uma margem substancial de custos de exploração considerados para fins regulatórios cuja evolução foi tida em conta na revisão da base de custos do período regulatório 2015-2017, que diminuiu 22% face ao valor implícito nas tarifas de 2014. Entre 2015 e 2017, o valor do OPEX real unitário baixou em cerca de 19%. Desta forma o OPEX real unitário foi em 2017 inferior ao OPEX aceite unitário em cerca de 13%. Em 2018, início do atual período de regulação, observa-se uma nova redução do OPEX unitário aceite, com uma redução de 18,6%. Em 2020 observa-se uma divergência entre OPEX aceite e OPEX real, em resultado, principalmente do acréscimo de custos com a rúbrica de limpeza de florestas.

### 3.3 EVOLUÇÃO DO TOTEX

A Figura 3-5 seguinte mostra a evolução do TOTEX (OPEX + CAPEX), comparando o valor considerado nos proveitos permitidos da empresa que incorpora igualmente os incentivos (TOTEX Aceite TEE ERSE)<sup>13</sup>, com os valores verificados de OPEX e de CAPEX, sem a componente de incentivos.

**Figura 3-5 - TOTEX (OPEX+CAPEX) – atividade de TEE  
(preços correntes)**

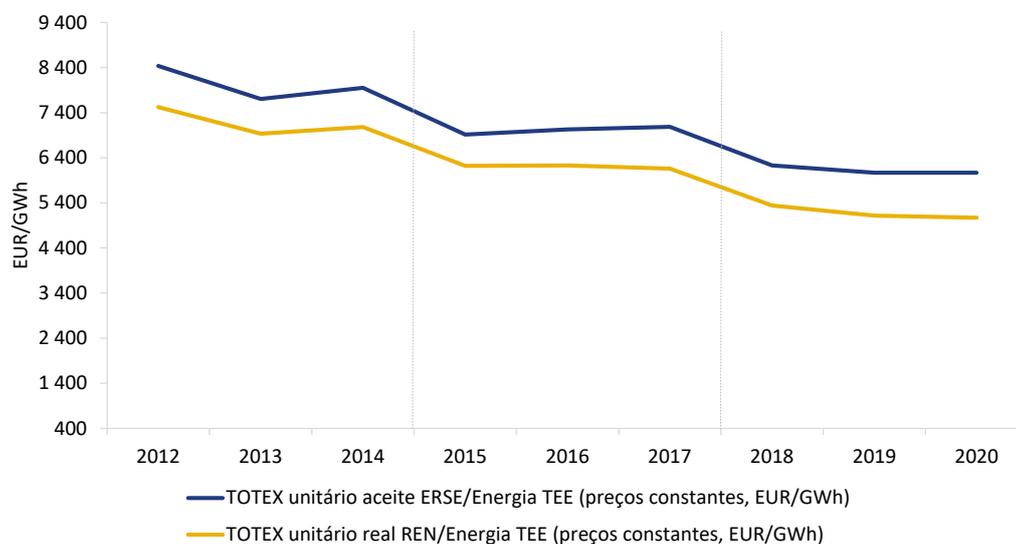


A Figura 3-6 apresenta a evolução anterior dos TOTEX da atividade de TEE em função dos custos por energia transportada.

<sup>13</sup> TOTEX Aceite ERSE corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. TOTEX Real REN corresponde aos valores custos de exploração (OPEX) e de custo de investimento (CAPEX), considerando neste caso a taxa de remuneração definida pela ERSE para cada ano em causa, custos estes que se verificaram e foram apresentados nas contas reguladas auditadas.

Figura 3-6 - TOTEX por energia – atividade de TEE

(preços constantes 2020)



Pela análise da figura anterior observa-se um distanciamento entre os TOTEX aceite ERSE e o real REN, derivado, essencialmente, à componente de CAPEX, em resultado da implementação do mecanismo de custos de referência (em 2009), bem como de outros mecanismos com incidência no ativo, como sejam o mecanismo de manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), em vigor até 2017, e o incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (IREI) que em 2018 substituiu o MEEFVU.

### 3.4 ANÁLISE DOS ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

A Figura 3-7 e a Figura 3-8 apresentam, a evolução dos ativos regulados afetos às atividades de TEE e de GGS.

Figura 3-7 - Evolução do ativo – atividade de TEE

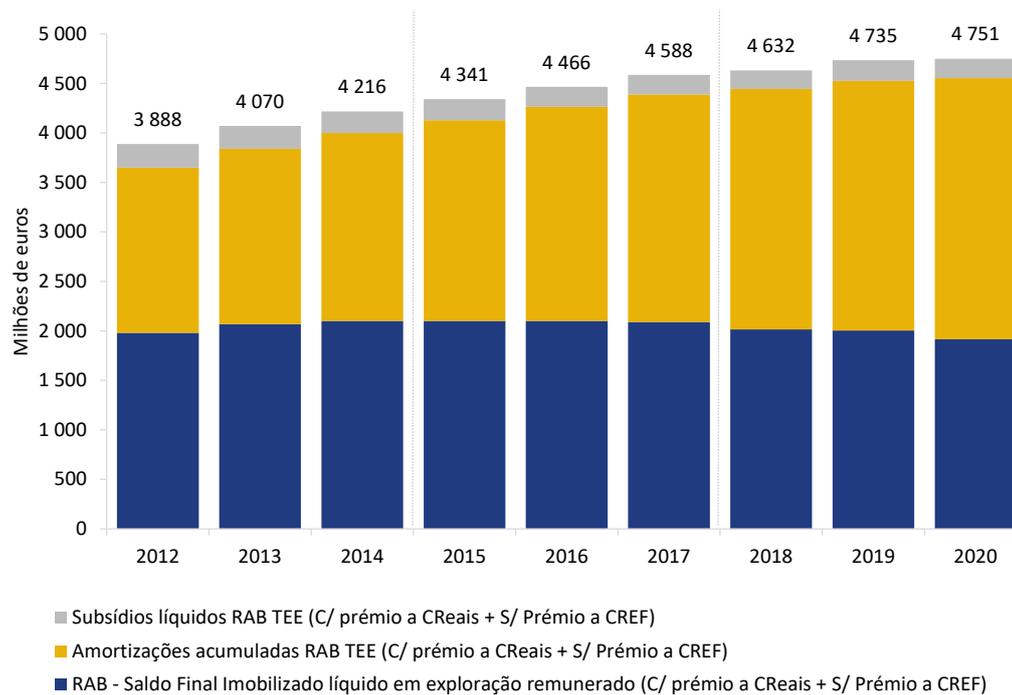
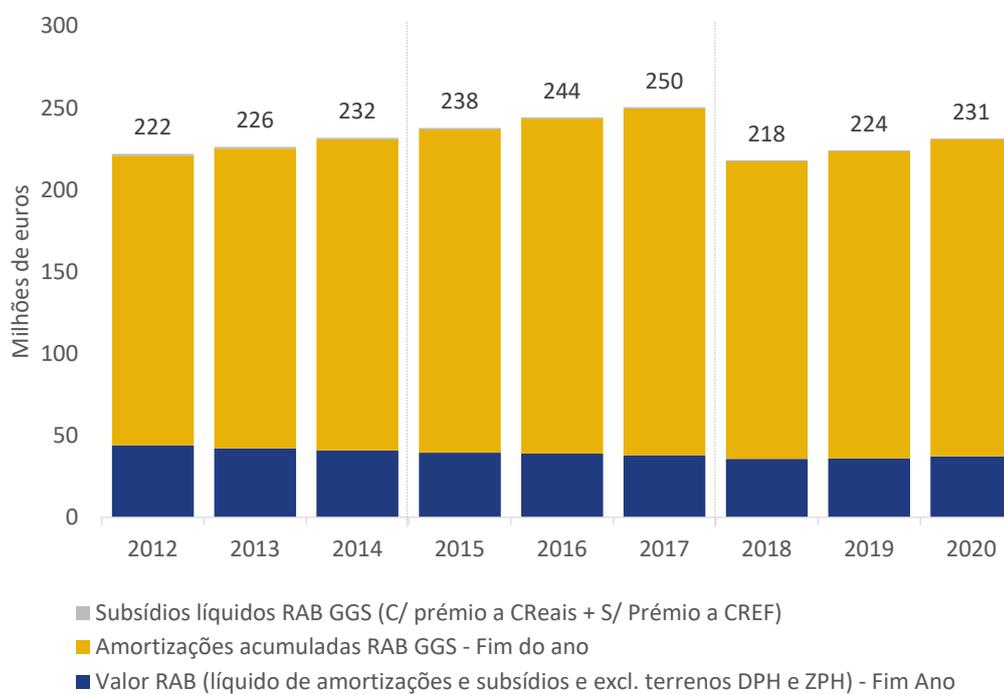


Figura 3-8 - Evolução do ativo – atividade de GGS



Como se pode observar as figuras evidenciam:

**ATIVIDADE DE TEE:**

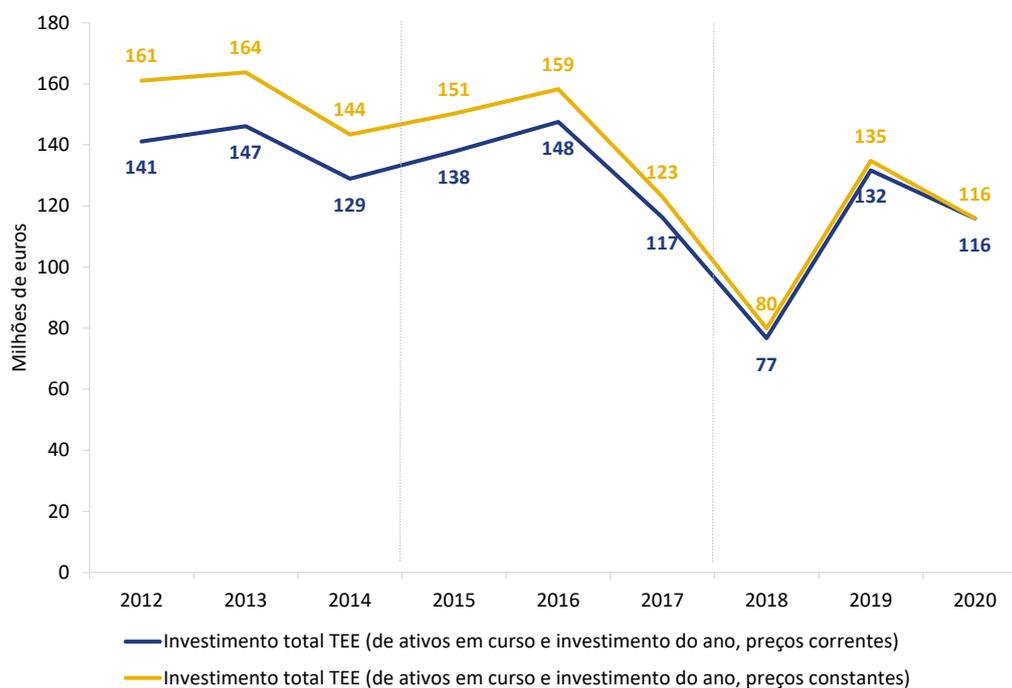
- Inversão da tendência de evolução imobilizado líquido em exploração (RAB) a partir de 2016, que passa a diminuir, porque os valores anuais dos investimentos entrados em exploração passam a ser inferiores aos das amortizações dos ativos;
- O valor médio do RAB no período 2012 a 2020 foi de 2 042 milhões;
- O valor médio das amortizações acumuladas no período 2012 a 2020 foi de 2 159 milhões.

**ATIVIDADE DE GGS:**

- Uma tendência de descida no imobilizado líquido da atividade de GGS até 2018. Um ligeiro crescimento, entre 2018 e 2020 no imobilizado líquido da atividade de GGS;
- O valor médio do RAB no período 2012 a 2020 foi 39 milhões;
- O valor médio das amortizações acumuladas no período 2012 a 2020 foi 192 milhões.

A Figura 3-9 apresenta a evolução a preços correntes e a preços constantes de 2020 dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de TEE.

Figura 3-9 - Evolução do investimento – atividade de TEE



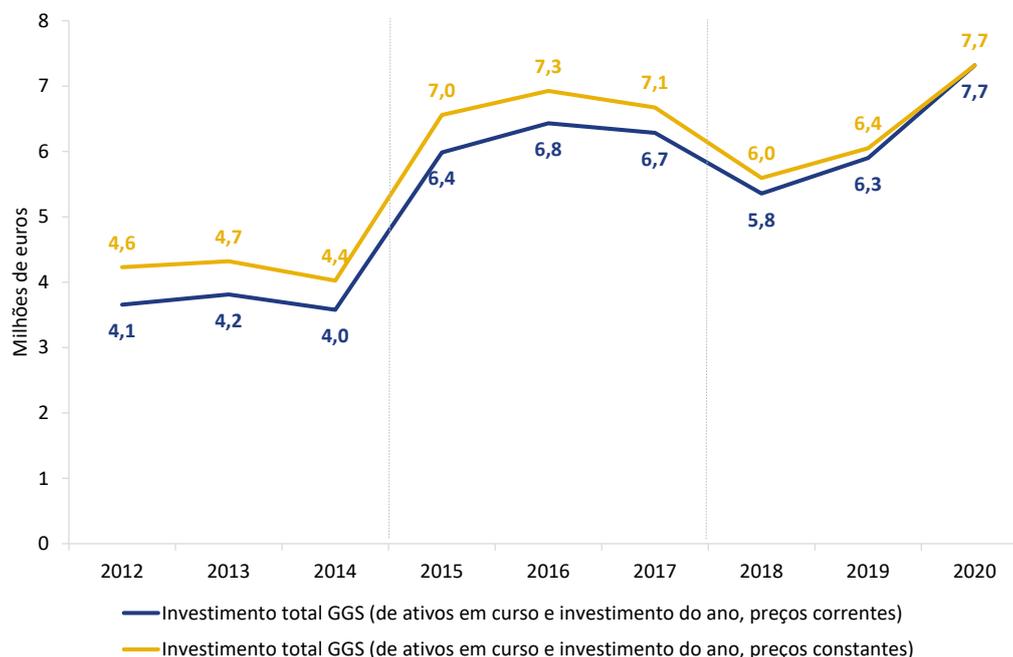
Verificam-se, até 2016, valores de investimento em tornos dos 140 milhões de euros. A partir desse ano assiste-se a um ponto de viragem do volume de investimento, que atinge, em 2018, o valor mais baixo, com o investimento a observar um valor de 80 milhões de euros a preços correntes. Em 2019 e 2020 ocorreu uma ligeira inversão dessa tendência de queda.

É de realçar que, tal como referido, no início do período regulatório 2018-2021, foi implementado um mecanismo de incentivo na atividade de TEE, designado incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (IREI), que veio substituir o anterior incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU).

A média dos investimentos, a preços correntes, no período regulatório 2015-2017 (134 milhões de euros) foi sensivelmente inferior ao nível do valor médio dos investimentos no período regulatório 2012-2014 (139 milhões de euros). No novo período de regulação, o valor médio dos três primeiros anos (2018 a 2020) é de 108 milhões de euros, correspondendo a uma redução de 19% relativamente ao período regulatório anterior.

A Figura 3-10 apresenta o comportamento do investimento realizado na atividade de GGS.

Figura 3-10 - Evolução do investimento – atividade de GGS



Na atividade da GGS o investimento é caracterizado por alguma volatilidade, com uma tendência de crescimento, após um período de alguma estabilidade, até 2014. Entre 2015 e 2017 os valores dos investimentos registaram um aumento muito significativo. A média dos investimentos, a preços correntes, no período regulatório 2015-2017 (6,6 milhões de euros) foi cerca de 63% superior ao valor médio dos investimentos no período regulatório 2012-2014 (4,1 milhões de euros). No novo período regulatório observa-se uma tendência de crescimento dos valores de investimento, com o valor médio dos três primeiros anos (2018 a 2020) a atingir os 6,6 milhões de euros (em linha com o valor médio do período regulatório anterior).

### 3.5 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

O valor do RoR (rentabilidade do capital empregue<sup>14</sup>) é influenciado, entre outros fatores, pelo desempenho das empresas, pela metodologia de regulação utilizada, bem como pela transposição dos normativos contabilísticos. A atividade de TEE é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência quer no CAPEX quer no OPEX. Tal como anteriormente referido, os proveitos permitidos que visam

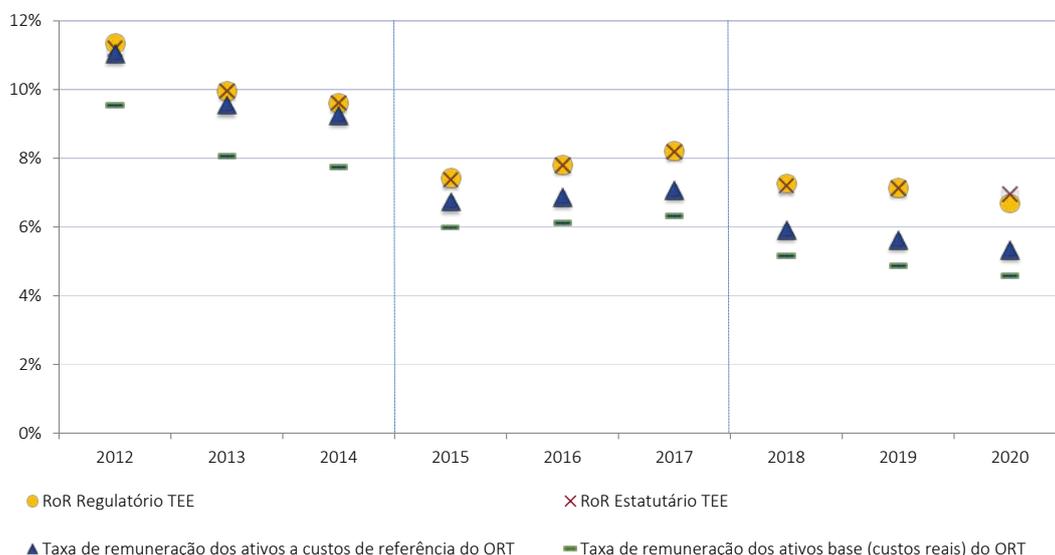
<sup>14</sup> As definições dos vários RoR, regulatório e ERSE, são apresentadas no glossário deste documento.

recuperar os custos de exploração da atividade de TEE são determinados em função de um mecanismo de custos incrementais, sujeitos a metas de eficiência. Ao nível do CAPEX, para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009, foi definido um mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência valorizados a preços de referência, aplicando-se uma taxa de remuneração a estes ativos com um prémio de 75 pontos base<sup>15</sup> face à taxa aplicada aos ativos valorizados a custos históricos. O valor do RoR é ainda influenciado pela componente associada aos incentivos existentes. Entre 2010 e 2017 vigorou o Incentivo à manutenção em exploração de ativos em fim de vida útil (MEEFVU) que atingiu, nesse último ano, de 2017, um montante de 21,8 milhões de euros. A partir de 2018 o MEEFVU foi substituído pelo Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI), que ascendeu, em 2020, a um montante de 25 milhões de euros.

Neste contexto, o cálculo do RoR é diferente tendo em conta a realidade regulatória e a realidade estatutária. As formas de cálculo dos RoR encontram-se explicitadas no Glossário.

A Figura 3-11 apresenta a evolução das taxas de remuneração da atividade de TEE.

Figura 3-11 - Taxa de remuneração da atividade de TEE



<sup>15</sup> Para o período regulatório 2012-2014 o prémio face à taxa aplicada aos ativos valorizados a custos históricos foi de 150 pontos base.

Entre 2012 e 2015, regista-se uma diminuição dos diferentes RoR, com uma redução mais acentuada em 2015. No entanto, no período regulatório 2015-2017, observa-se uma tendência de crescimento para os diferentes RoR.

É de salientar que a partir de 2012, a evolução da taxa de remuneração decorre da aplicação do mecanismo de indexação.

Em 2015, os RoR registaram uma diminuição substancial, nomeadamente por efeito da definição de novos parâmetros para o período regulatório 2015-2017, em particular:

- Redução da taxa de remuneração (de 7,76% em 2014 para um valor definitivo de 5,99% em 2015);
- Redução do prémio aplicado aos ativos valorizados a custos de referência face à taxa aplicada aos ativos valorizados a custos históricos (de 150 pontos base no anterior período regulatório 2012-2014 para 75 pontos base no atual período regulatório 2015-2017).

Em 2016 e 2017, os RoR registaram um ligeiro aumento, nomeadamente por efeito do incremento na taxa de remuneração dos ativos (6,13% em 2016 e 6,33% em 2017), resultante do mecanismo de indexação às *yields* das obrigações da República Portuguesa a 10 anos. Todavia, a revisão dos parâmetros a aplicar no período regulatório que se iniciou em 2018, em especial a base de custos, mostra uma diminuição dos diferentes RoR de registar também que o RoR regulatório da atividade de TEE, desde 2015, foi superior, quer ao RoR definido pela ERSE para investimentos valorizados a custos reais, quer ao RoR para investimentos valorizados a custos de referência.

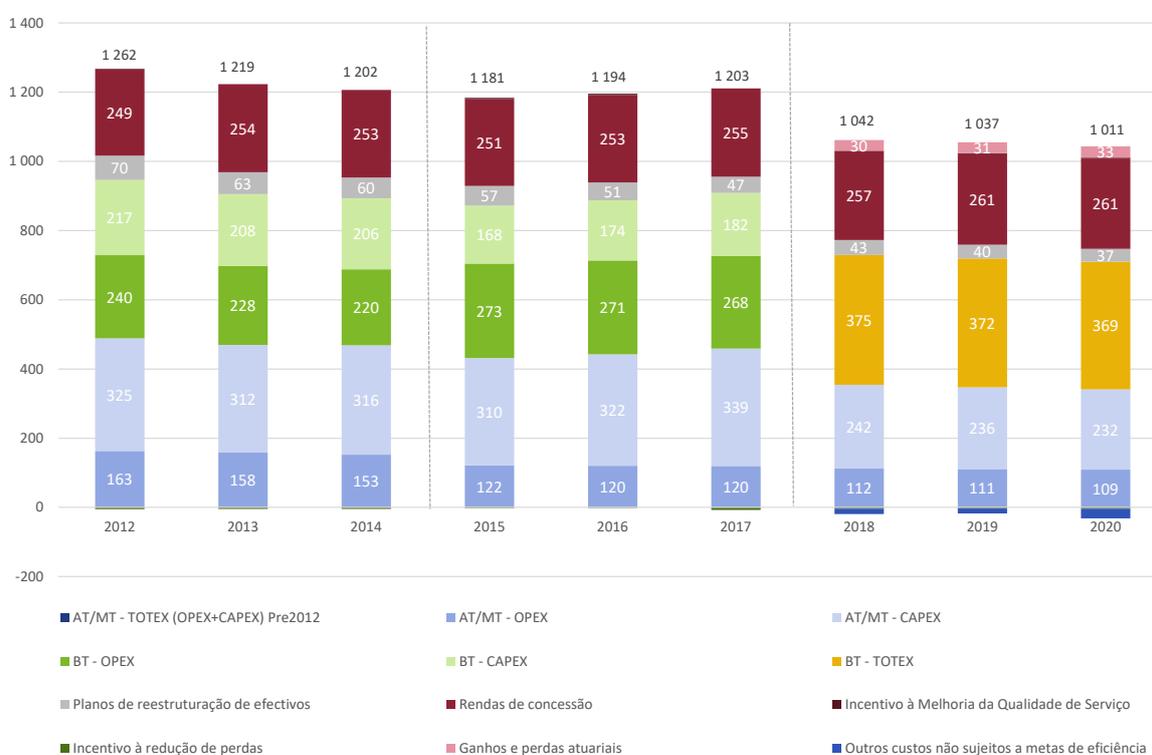


## 4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

### 4.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A Figura 4-1 apresenta a evolução dos proveitos (rendimentos) permitidos reais da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), do Operador da Rede de Distribuição, a preço correntes.

Figura 4-1 - Proveitos Permitidos reais<sup>16</sup>  
(preços correntes)



Como se observa, os proveitos permitidos da atividade de distribuição permaneceram relativamente estáveis até 2017, caindo para valores mais reduzidos a partir de 2018, tendo-se atingido, em 2020, o valor mais baixo de proveitos registado desde 2006. Refira-se que esta diminuição de proveitos resultou da

<sup>16</sup> Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1, neste caso apenas no CAPEX).

revisão das bases de custos no início do atual período de regulação (2018-2021), possibilitada pela diminuição dos custos reais da empresa até 2016, bem como pelo facto de os proveitos deixarem de incorporar, a partir de 2018, ajustamentos à base de ativos e às amortizações do exercício decorrentes de ativos que à data de transição de POC para IFRS deixaram de ser capitalizados, por se encontrarem totalmente amortizados no final de 2017.

Até 2011, a atividade de distribuição de energia elétrica foi regulada por *price cap*, aplicada tanto ao OPEX como ao CAPEX. A forma de regulação da atividade de distribuição de energia elétrica foi alterada no período de regulação que se iniciou em 2012, no qual o CAPEX deixa de estar sujeito a um mecanismo do tipo *price-cap*, encontrando-se regulado por um mecanismo do tipo *rate-of-return*. Desta forma, de 2012 até 2017, é possível desagregar o OPEX e CAPEX por nível de tensão. Tendo em conta essa desagregação, é possível verificar o elevado peso que os proveitos associados aos custos de exploração (componente do OPEX e dos planos de reestruturação de efetivos)<sup>17</sup> têm nos proveitos totais, representando mais de 36% dos mesmos (em 2017).

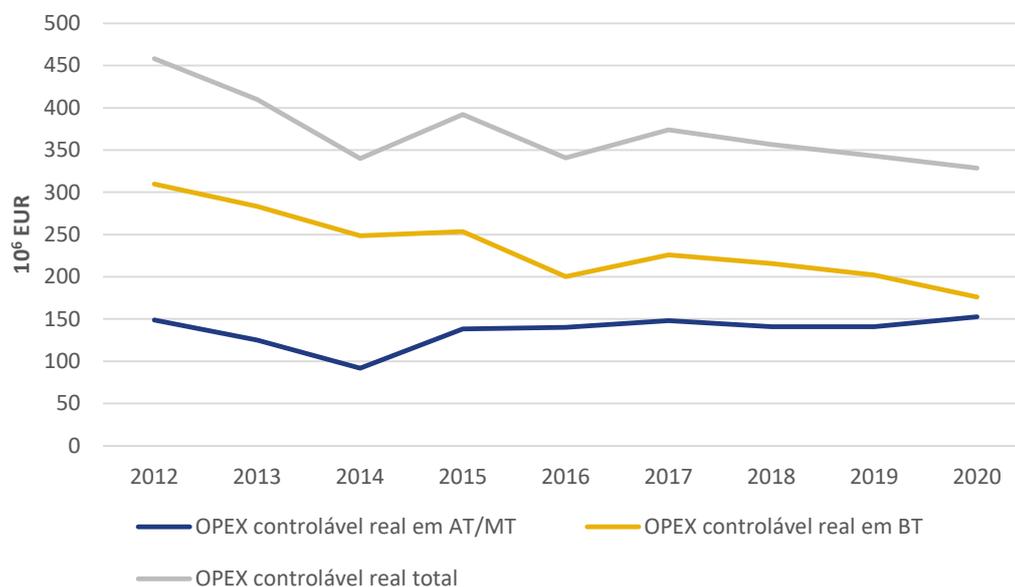
A partir de 2018, início do atual período de regulação, alterou-se o enquadramento regulatório para uma metodologia do tipo *price-cap* aplicada aos custos totais (TOTEX) da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, mantendo-se a metodologia para a atividade de distribuição em alta e média tensão.

Numa análise mais específica sobre o OPEX, apresenta-se a evolução daquela componente, tanto em termos totais como separadamente por nível de tensão.

---

<sup>17</sup> As rendas de concessão são um *pass-through*, não representando um custo da própria atividade.

Figura 4-2 - Evolução do OPEX controlável real  
(preços correntes)



Como se pode observar na Figura 4-2, os custos de exploração reais da empresa têm apresentado uma tendência globalmente decrescente, embora a um ritmo mais estável nos últimos anos. Observa-se o comportamento algo divergente entre a atividade em BT (que manteve a tendência decrescente desde 2012) e a atividade em AT/MT, cujos custos, após uma queda em 2013 e em 2014, se têm mantido relativamente estáveis ao nível de 2012.

Registe-se que as oscilações verificadas ao nível dos custos de exploração, para ambos os níveis de tensão, decorrem principalmente da rubrica de custos com pessoal (incluindo os benefícios aos empregados). Após os anos de 2013 e 2014, cuja redução de custos resultou, respetivamente, da redução da componente financeira do fundo de pensões e atos médicos (*unwinding*) pela redução da taxa de desconto e da revisão do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) (como grande parte dos efeitos foram contabilizados em 2014, observou-se em 2015 uma reposição do nível de custos, sobretudo ao nível da atividade em AT/MT).

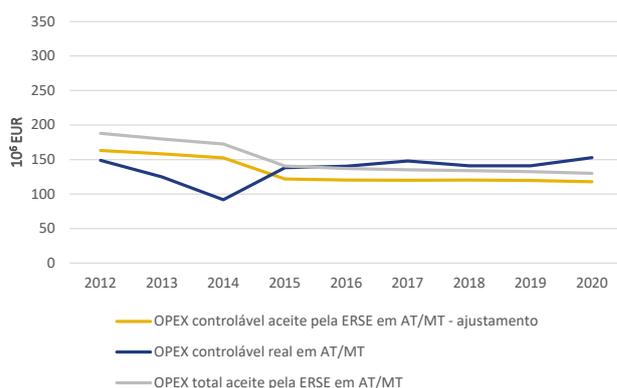
Até 2020 tem-se mantido a tendência de redução das principais rúbricas de custos (FSE e pessoal). A queda de custos em 2016 esteve também associada a uma reversão de provisões significativa na BT, que não se verificou nos anos seguintes.

Nas figuras seguintes apresentam-se os custos de exploração por nível de tensão. Saliente-se que, a partir de 2018, devido às alterações metodológicas na distribuição de energia elétrica em baixa tensão, tornou-

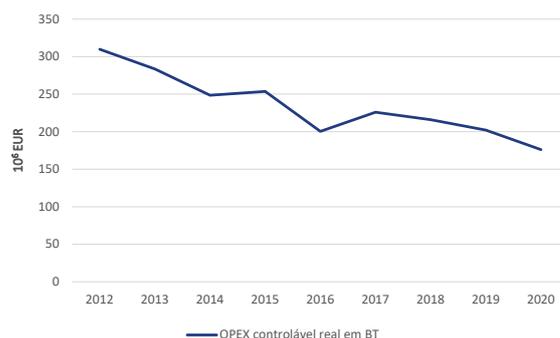
se inexecuível diferenciar os proveitos permitidos aceites pela ERSE associados ao CAPEX e ao OPEX neste nível de tensão, sendo apenas possível apresentar o OPEX real registado pela empresa.

Assim, nas figuras seguintes apenas se apresenta a série de proveitos permitidos associados ao OPEX pela ERSE em sede de ajustamentos para o nível de tensão AT/MT. Na análise para este nível de tensão são também apresentados os valores dos proveitos permitidos totais associados ao OPEX, ou seja, o OPEX controlável sujeito a metas de eficiência, adicionado dos montantes decorrentes dos planos de reestruturação de efetivos. Estes custos, com exceção do PAR<sup>18</sup>, foram considerados nas demonstrações de resultados, em anos anteriores, aquando da constituição das respetivas provisões. Os valores apresentados para a BT são líquidos de rendas de concessão.

**Figura 4-3 – Evolução do OPEX em AT/MT  
(preços correntes)**



**Figura 4-4 – Evolução do OPEX em BT  
(preços correntes)**



Nas Figura 4-5 e Figura 4-6 apresentam-se os custos unitários, tendo em conta os indutores que se considera mais representativos. Enquanto que na BT se utiliza o número de clientes nesse nível de tensão, na AT/MT apresenta-se o OPEX por energia distribuída. À semelhança do que foi feita nas análises anteriores para este nível de tensão, também se consideram na análise os montantes associados aos planos de reestruturação de efetivos aceites fora da base de custos (no OPEX total aceite pela ERSE).

<sup>18</sup> O PAR, no quadro do antigo POC, foi considerado um ativo regulatório.

Figura 4-5 - OPEX por cliente em BT  
(preços constantes 2020)

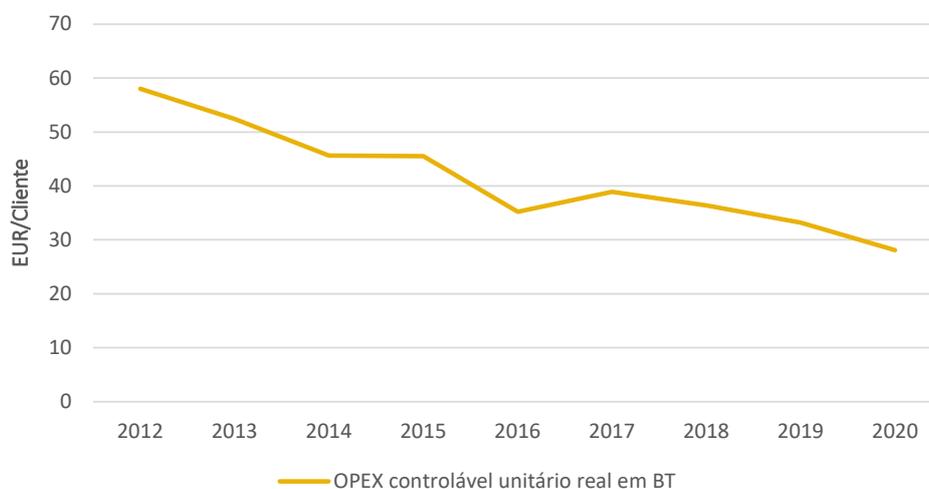
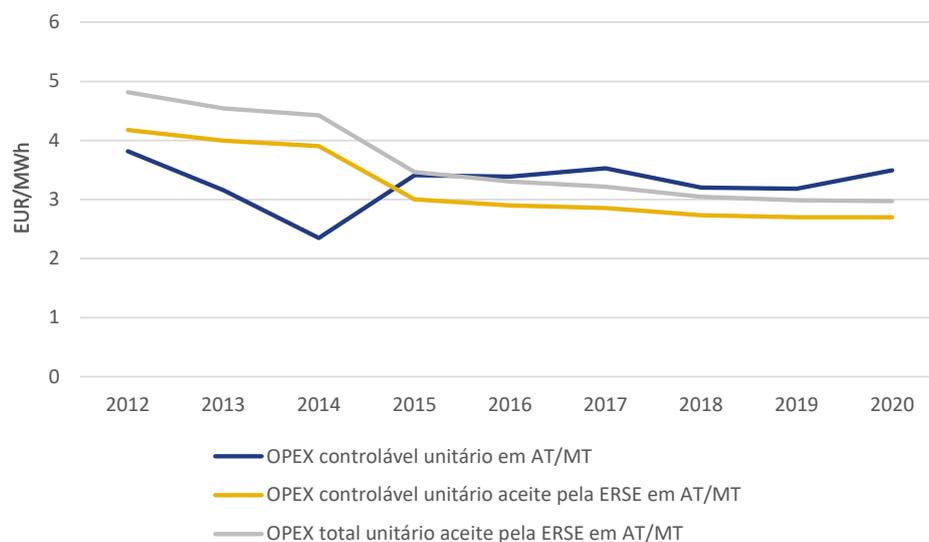


Figura 4-6 - OPEX por energia em AT/MT  
(preços constantes 2020)



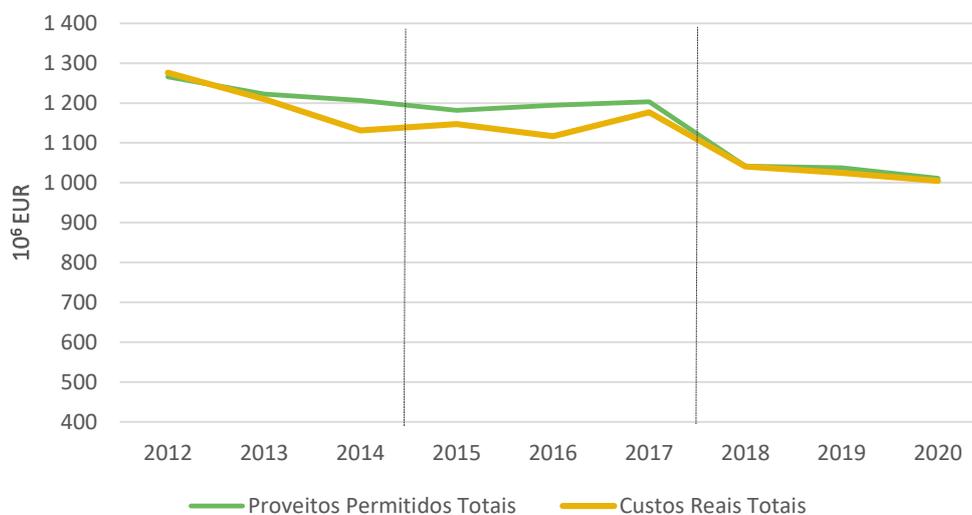
Pelas figuras anteriores é possível observar que os custos reais unitários têm registado um decréscimo no período em análise. O decréscimo observado de 2013 a 2016 é justificado mais pela redução dos custos do que pela evolução dos indutores, embora em 2016 a evolução dos indutores tenha contribuído também para a diminuição dos custos unitários. Verifica-se que, no caso da BT, os custos de exploração unitários apresentados pela empresa em 2020 foram os custos mais baixos registados no período em análise, devido sobretudo à redução do OPEX.

No caso da AT/MT verifica-se uma ligeira redução dos custos unitários aceites, a partir de 2015 até 2019, por via simultaneamente de uma redução de custos exploração aceites e de um aumento da energia distribuída ao longo deste período. Em 2020, o aumento do OPEX unitário real deveu-se ao efeito combinado do incremento do OPEX real e da redução significativa do consumo de eletricidade, decorrente da crise pandémica associada à COVID 19.

## 4.2 EVOLUÇÃO DO TOTEX

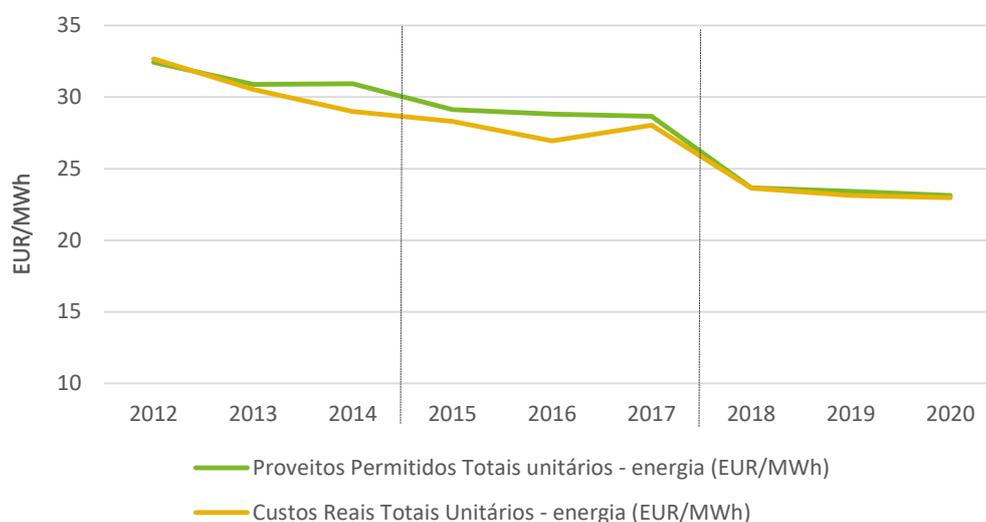
As figuras seguintes apresentam a evolução do TOTEX da atividade de DEE (tanto proveitos permitidos como custos reais<sup>19</sup>), bem como a evolução do TOTEX em função dos custos unitários por energia distribuída, a preços constantes de 2020.

Figura 4-7 - TOTEX – atividade de DEE  
(preços constantes 2020)



<sup>19</sup> Os proveitos permitidos são os recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. Os custos reais correspondem aos valores de custos de exploração (OPEX) e de custo de investimento (CAPEX), considerando neste caso a taxa de remuneração definida pela ERSE para cada ano em causa, custos estes que se verificaram e foram apresentados nas contas reguladas auditadas.

**Figura 4-8 - TOTEX por energia – atividade de DEE**  
(preços constantes 2020)

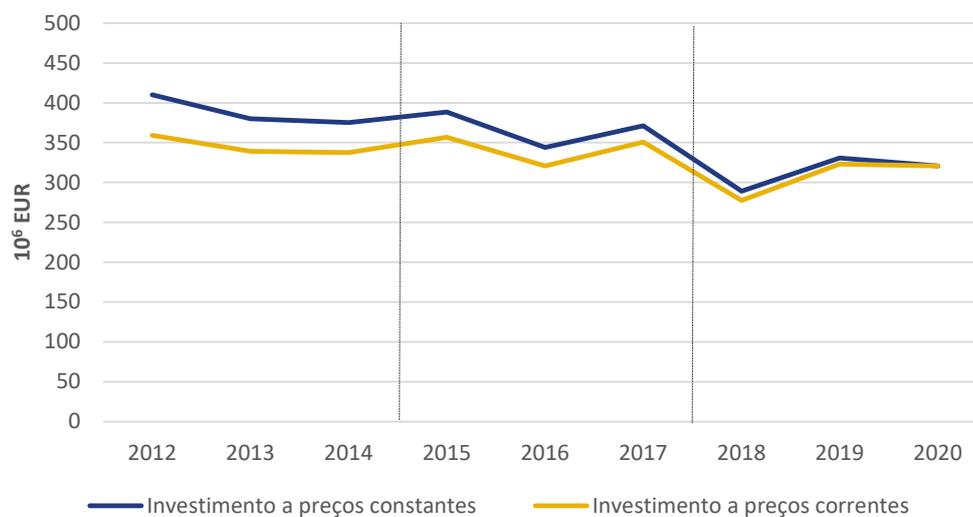


Desde 2006 tem-se registado uma redução quer dos proveitos totais, quer dos proveitos totais unitários, em paralelo com a redução dos custos reais totais. Em 2018, quer por via da diminuição dos proveitos totais (pelas razões anteriormente referidas), quer por via do aumento da procura e, consequentemente da energia distribuída na rede, verificou-se uma forte redução do TOTEX unitário por unidade de energia. Devido à redução dos proveitos, o TOTEX unitário voltou a descer ligeiramente em 2019 e em 2020, ano em que se registou o valor mais baixo do período em análise, mesmo com uma redução significativa do consumo de eletricidade. Note-se que, neste último período de regulação, os custos reais da empresa têm acompanhado a trajetória dos proveitos permitidos.

### 4.3 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS E DOS ATIVOS

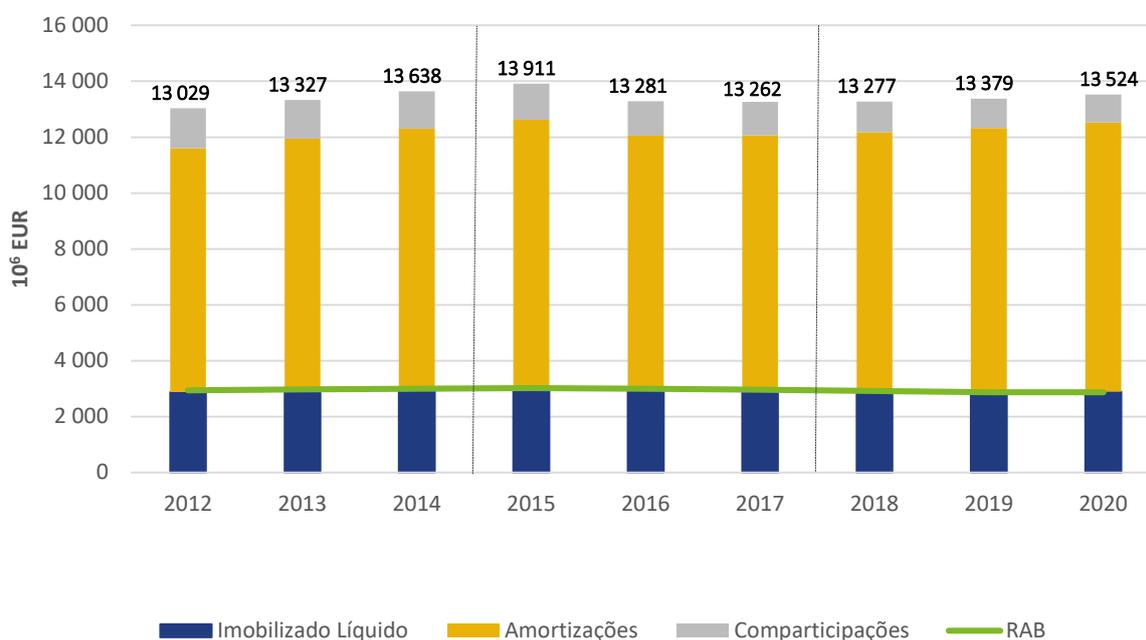
Na Figura 4-9 observa-se uma estabilização do investimento (a preços correntes) para níveis em torno de 350 milhões de euros por ano, até 2017. Em 2018 verifica-se uma diminuição do investimento face aos níveis anteriores, motivado, em parte, pela implementação de um novo sistema contabilístico em 2018, que levou à recalendarização de algum investimento previsto para esse ano. Em 2019 e 2020 o investimento recuperou, embora para níveis inferiores aos observados até 2017.

Figura 4-9 - Evolução do investimento



A Figura 4-10 ilustra a tendência descrita anteriormente, com um valor de RAB (ativo líquido a remunerar) relativamente estável em torno dos 3 mil milhões de euros. Recorde-se que o RAB esteve entre 2002 e 2011 incluído no *price cap*, sendo apenas revisto no início de cada novo período de regulação. A partir de 2018 voltou a passar-se o mesmo para o nível de tensão BT.

Figura 4-10 - Evolução do ativo



#### 4.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

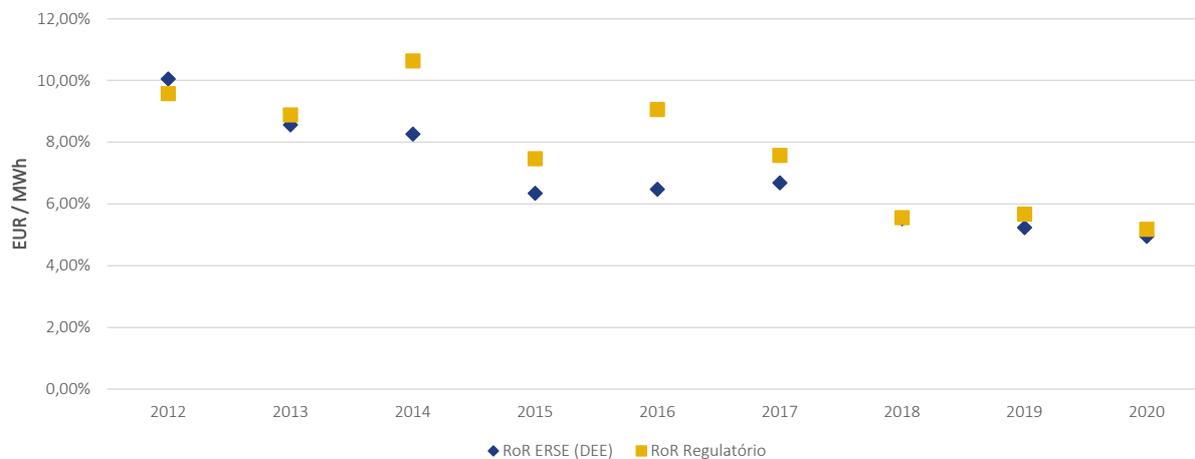
O cálculo do RoR (rentabilidade do capital empregue<sup>20</sup>) associado à atividade de Distribuição é especialmente influenciado pelo desempenho da empresa, pela transposição do normativo contabilístico de POC para IFRS, bem como pelas metodologias de regulação utilizadas. Neste contexto, o cálculo do RoR é diferente tendo em conta a realidade regulatória e a realidade estatutária, sendo baseados em diferentes normas de reporte de informação contabilística. As formas de cálculo dos RoR encontram-se explicitadas no Glossário.

Na Figura 4-11 é apresentada a taxa de remuneração definida pela ERSE (RoR ERSE) em cada período de regulação, bem como o RoR regulatório<sup>21</sup>.

<sup>20</sup> As definições dos vários RoR, regulatório e ERSE, são apresentadas no glossário deste documento.

<sup>21</sup> O RoR Regulatório não inclui custos com CESE.

Figura 4-11 - Taxa de remuneração



Como se observa, o RoR Regulatório está próximo do RoR definido pela ERSE, pois ambos têm em conta a mesma base de reporte de informação contabilística. O maior ou menor valor do RoR regulatório face ao valor do RoR ERSE é um indicador da maior ou menor dificuldade da empresa em atingir as metas de eficiência definidas pela ERSE.

## 5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

A regulação da atividade de comercialização iniciou-se com a aplicação de uma metodologia por custos aceites, tendo passado, a partir do período de regulação 2009-2011, para um modelo de regulação baseado no estabelecimento de metas de eficiência nos custos operacionais. Foi, adicionalmente, definida uma margem de comercialização com vista à remuneração do fundo de maneiio em linha com o custo de capital.

No início do período regulatório 2012-2014, a ERSE optou por uma regulação por *price-cap* tendo sido considerados como indutores de custos variáveis o número de clientes e os processos de atendimento. No período de regulação seguinte decorrente da alteração do modelo de faturação da EDP Soluções Comerciais (EDP SC) e da intensificação da saída dos clientes para o mercado, a ERSE estabeleceu como único indutor para a componente variável o número de clientes. Outra alteração nesse período de regulação foi a introdução de uma rubrica de custos não controláveis, justificada pelas particularidades da atividade de comercialização, cuja necessidade era avaliada anualmente.

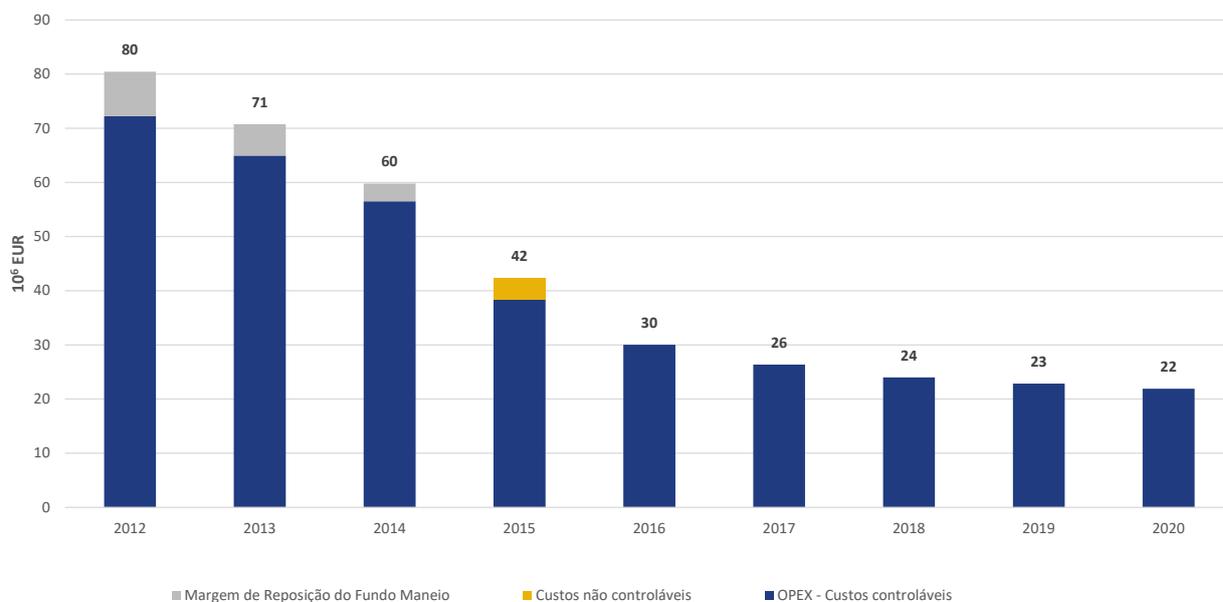
Posteriormente e até ao atual período de regulação 2018-2021, a metodologia de regulação da atividade de comercialização não sofreu alterações.

Nos últimos anos, principalmente desde 2019, há a registar alterações significativas na estrutura organizativa da SU Eletricidade decorrentes do processo de cisão-fusão ocorrido na EDP SC, das quais se destaca o facto das operações comerciais desenvolvidas por esta empresa passaram a ser realizadas pela SU Eletricidade. Aliado a este processo de separação de atividades e de imagem, foi lançada a nova marca – SU Eletricidade e criada uma rede de lojas próprias. Esta nova realidade conduziu a alterações na estrutura de custos da própria empresa.

A Figura 5-1 apresenta a evolução dos proveitos permitidos da atividade de comercialização separados pelas diferentes rubricas.

## 5.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Figura 5-1 - Proveitos permitidos reais<sup>22</sup>  
(preços correntes)

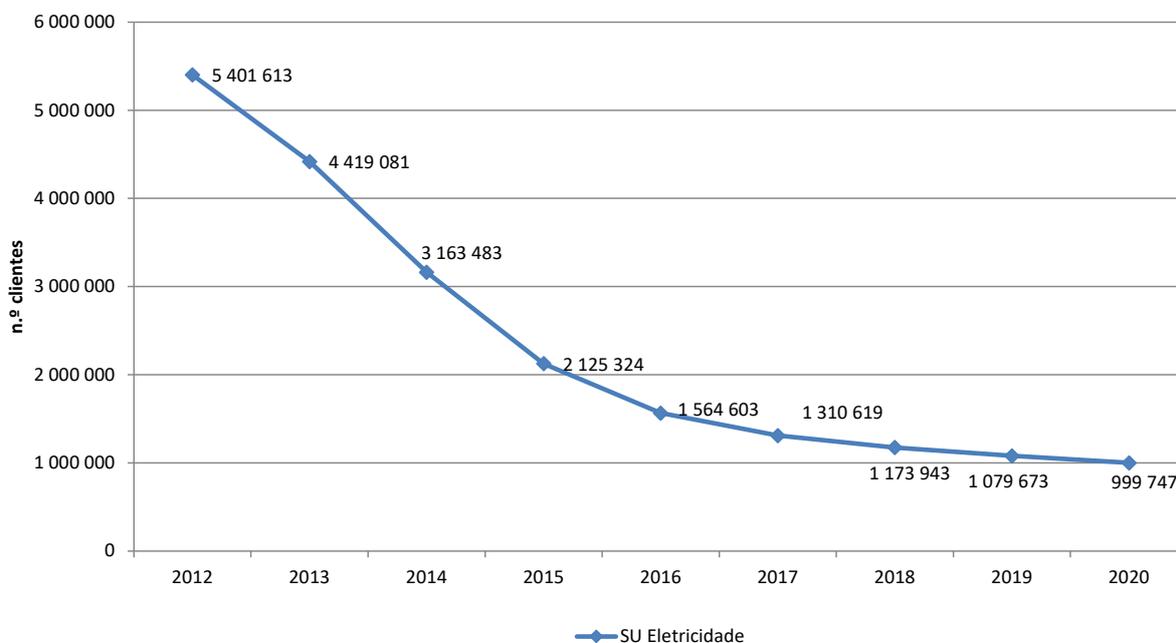


Como se observa, em termos globais, os proveitos permitidos têm vindo a reduzir-se, com maior evidência no ano de 2015. Este decréscimo acentuado dos proveitos permitidos é explicado por uma diminuição da atividade, decorrente da extinção de tarifas e da conseqüente saída dos consumidores para o mercado liberalizado. Aliado a esta situação também se registam ganhos de eficiência por parte da empresa.

Para melhor ilustrar a atividade do CUR, apresenta-se de seguida a evolução do número de clientes.

<sup>22</sup> Não incluem o efeito dos ajustamentos.

Figura 5-2 – Evolução número médio de clientes do CUR

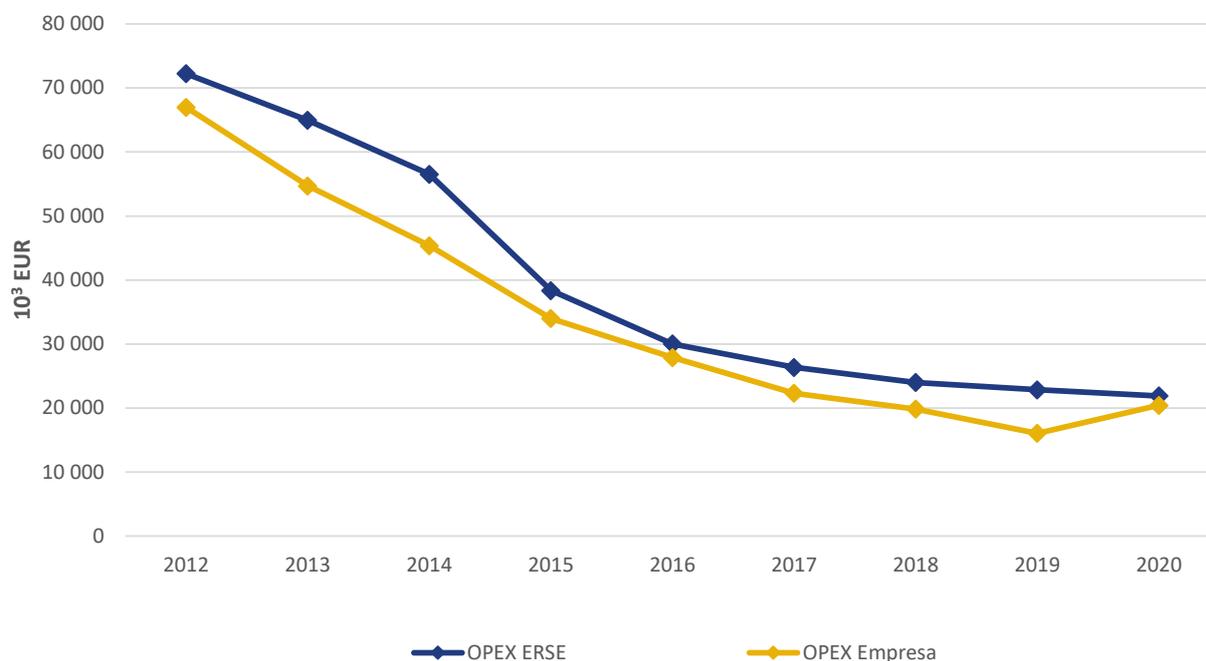


## 5.2 EVOLUÇÃO DO OPEX

Na figura seguinte é possível observar a evolução do OPEX real da empresa<sup>23</sup> e do OPEX considerado pela ERSE nos proveitos permitidos.

<sup>23</sup> Estes valores correspondem aos gastos efetivamente ocorridos pela empresa, reportados nas contas reguladas auditadas.

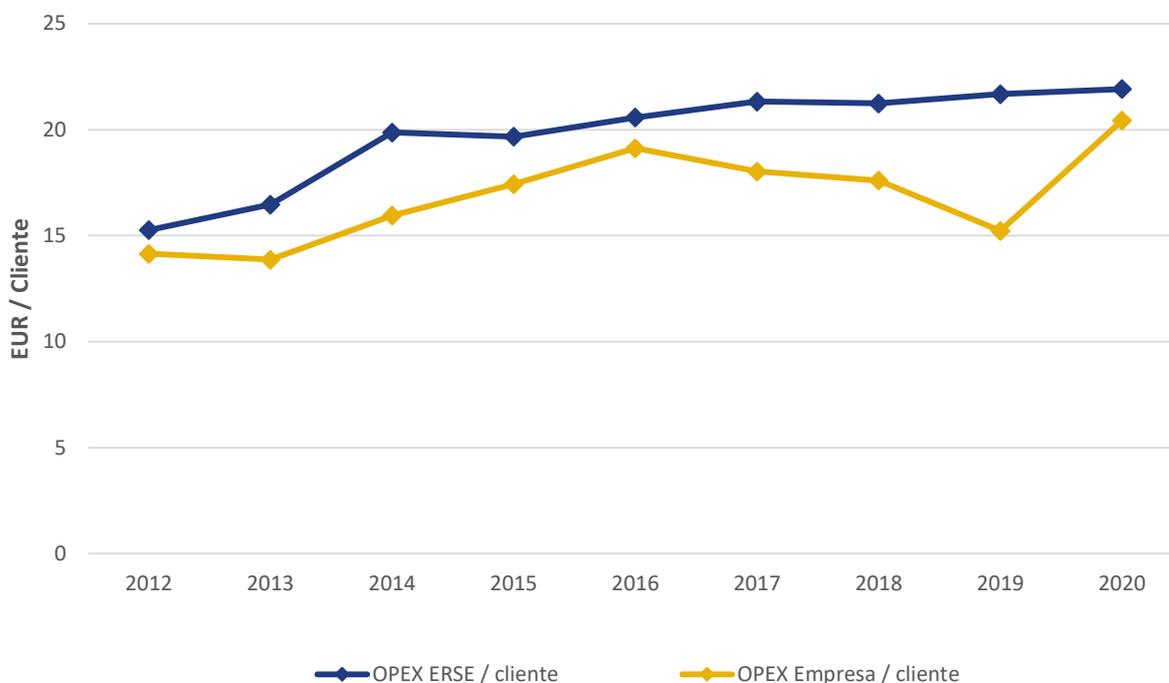
Figura 5-3 - Custos unitários por cliente  
(preços correntes)



Verifica-se uma redução acentuada nos gastos ocorridos, principalmente até 2016, justificada, na sua maioria, pela redução de atividade decorrente da saída de clientes para o mercado. Embora, a ERSE tenha acompanhado essa tendência na definição das bases de custos, e nos últimos anos tenha havido uma maior aproximação, verifica-se que os valores aceites têm sido superiores aos ocorridos. Em 2019 o maior afastamento é justificado pelo aumento dos proveitos associado à redução das imparidades para dívidas de cobrança duvidosa, o que conduziu, em termos líquidos, a uma redução do OPEX real da empresa.

A Figura 5-4 apresenta a evolução destas duas variáveis, por número de cliente.

Figura 5-4 - Custos unitários por cliente  
(preços constantes 2020)



Apesar de não se poder observar na figura acima, até 2011 a rubrica “OPEX por cliente – Empresa” registou um decréscimo, invertendo-se a tendência a partir de 2013, motivada pelo processo de extinção de atividade da empresa e do conseqüente ritmo de saída dos clientes para o mercado ser superior ao decréscimo registado no OPEX. Em 2017 verifica-se um novo decréscimo da rubrica “OPEX por cliente – Empresa” resultante da redução dos custos associados aos FSE, o que, dever-se-á à quebra de atividade aliada ao maior esforço na contenção de custos.

A partir de 2017 regista-se um aumento dessa rubrica, pois a redução dos custos foi inferior ao decréscimo verificado no número de clientes.

Quando comparado o OPEX por cliente da empresa e da ERSE observa-se um afastamento em resultado da regulação por incentivos, tendo a SU Eletricidade evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE e conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.



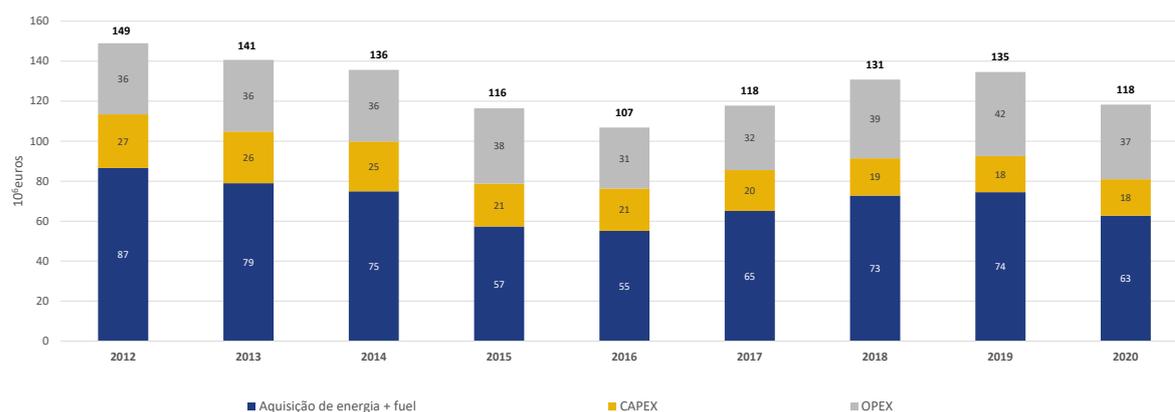
## 6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

### 6.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

#### 6.1.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), o comportamento dos proveitos permitidos está, principalmente, indexado ao preço dos combustíveis e ao custo da aquisição de energia.

**Figura 6-1- Proveitos permitidos reais<sup>24</sup> – AGS EDA**  
(preços correntes)



A Figura 6-1 permite observar um crescimento gradual do OPEX, entre 2015 e 2019, com uma redução em 2020. Esta evolução deve-se essencialmente aos custos com combustíveis registados nesse período.

Importa referir que, nesta atividade, o OPEX inclui custos que não são tendencialmente controláveis pela empresa e que, por isso, não são alvo de ganhos de eficiência, como sejam, entre outros, os custos com a manutenção dos grupos produtores e os custos com lubrificantes.

Por outro lado, os custos com capital dos centros electroprodutores pertencentes ao sistema público das Regiões Autónomas estão incluídos na rubrica de CAPEX, enquanto no caso dos restantes centros

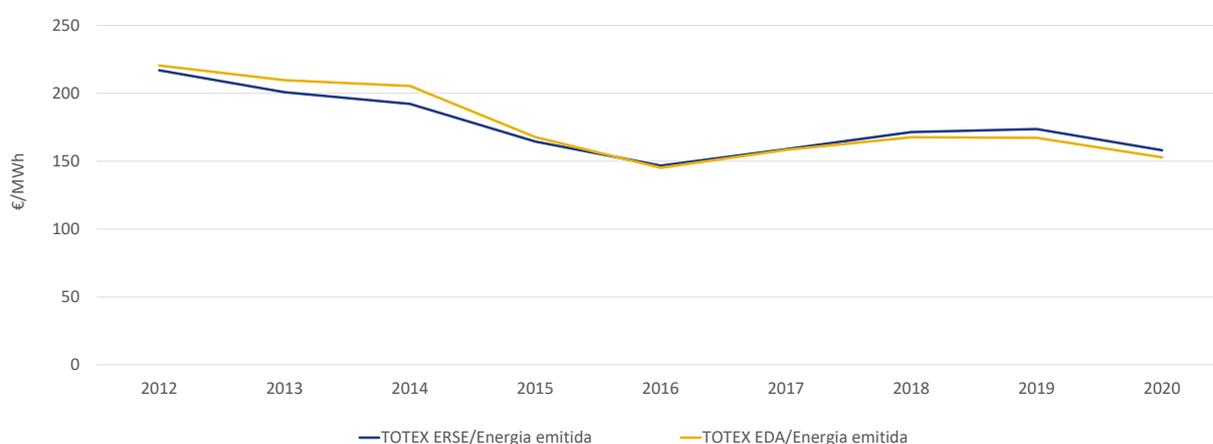
<sup>24</sup> Não inclui ajustamento.

electroprodutores pertencentes ao sistema independente das Regiões Autónomas os custos estão integrados nos custos de energia.

### 6.1.2 EVOLUÇÃO DO TOTEX POR INDUTOR DE CUSTO

Tendo em atenção o referido anteriormente sobre o tratamento do custo com capital dos centros electroprodutores do sistema público e do sistema independente, apresenta-se na Figura 6-2 a evolução do TOTEX<sup>25</sup> unitário da atividade de AGS .

**Figura 6-2 - TOTEX por energia<sup>26</sup> EDA  
(preços constantes de 2020)**



Conforme se pode observar, assistiu-se entre 2012 e 2016 a uma redução do TOTEX em termos unitários, o qual é sobretudo motivado pela à redução dos custos com combustíveis. Em sentido inverso, o ligeiro crescimento do TOTEX por unidade de energia nos anos de 2017, 2018 e 2019 resulta, sobretudo, do aumento dos custos com os combustíveis para a produção de eletricidade ocorridos nesse período.

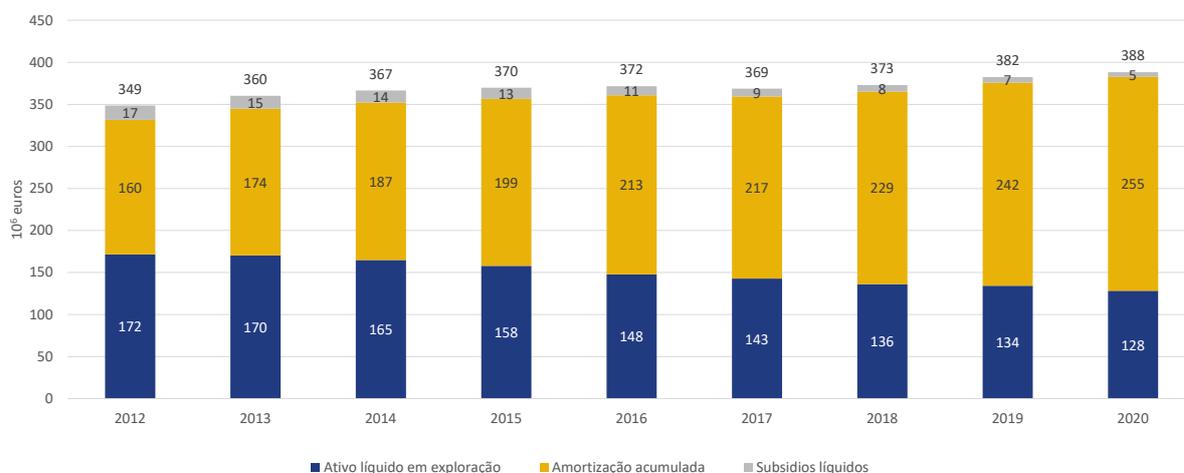
### 6.1.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

A Figura 6-3 evidencia um acréscimo constante do ativo bruto da EDA, sendo que o ativo líquido em exploração (RAB) nos últimos anos apresenta uma redução gradual.

<sup>25</sup> OPEX+CAPEX

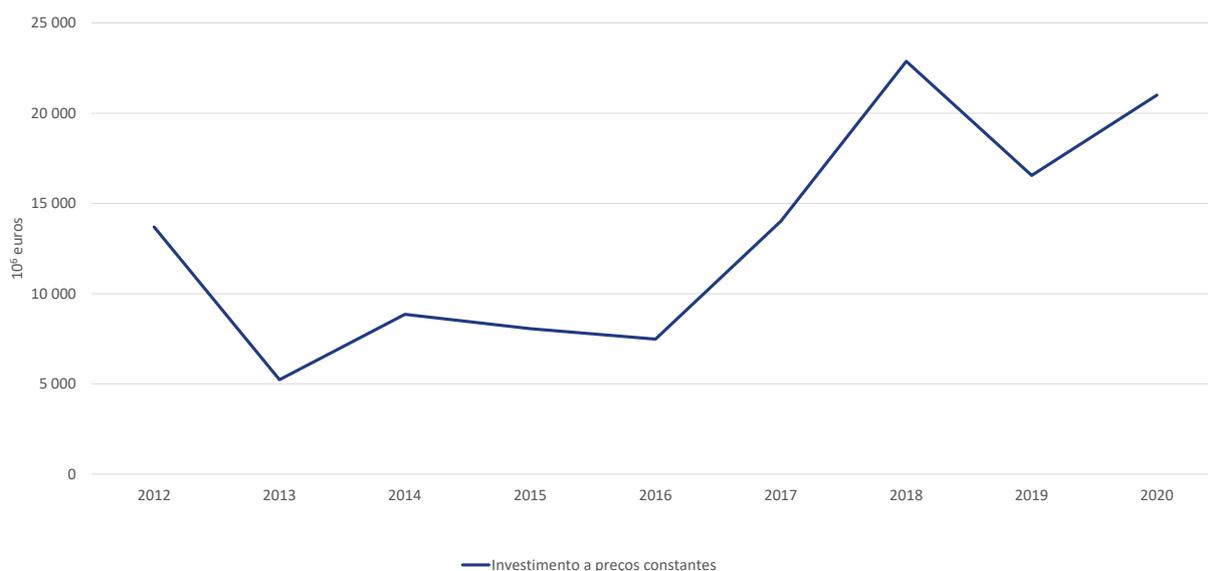
<sup>26</sup> Energia emitida

Figura 6-3 - Evolução do ativo da AGS EDA



Conforme se pode observar na Figura 6-4, o investimento na AGS releva um perfil bastante instável. A volatilidade associada ao investimento na produção deve-se ao facto destes investimentos serem indivisíveis. Quando existe necessidade de instalar nova capacidade de produção, para não por em causa o sistema, é realizado um grande investimento que entra todo em exploração no mesmo momento de tempo. Após instalada esta capacidade pode não haver investimentos expressivos durante alguns anos.

Figura 6-4 - Evolução do investimento da AGS EDA

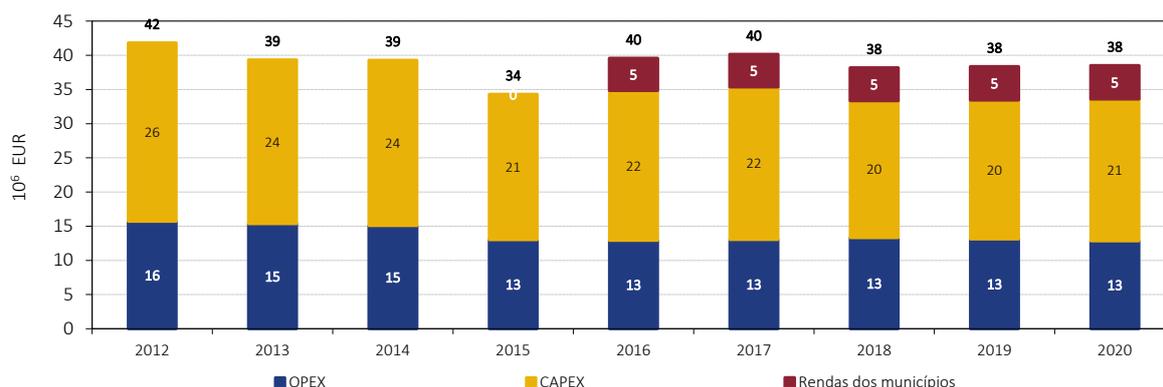


## 6.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 6.2.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), após um decréscimo ocorrido até 2015, os proveitos permitidos voltam a crescer entre 2015 e 2016, por via do aparecimento de um novo agregado de custos que passou a ser recuperado pelas tarifas do sector elétrico, as rendas dos municípios<sup>27</sup>. No atual período de regulação (2018-2021), o OPEX manteve-se sujeito a metas de eficiência, enquanto a regulação do CAPEX continuou a basear-se em custos aceites anualmente. Verifica-se que nos últimos 3 anos, os proveitos permitidos da atividade de DEE mantêm-se estável, não só na globalidade dos proveitos, como também ao nível de cada um dos agregados.

**Figura 6-5 - Proveitos permitidos reais<sup>28</sup> – DEE EDA**  
(preços correntes)



### 6.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX

A Figura 6-6 apresenta a evolução dos custos reais de OPEX da EDA<sup>29</sup> e os valores aceites pela ERSE no âmbito do cálculo dos proveitos permitidos da atividade de DEE. Verifica-se que desde 2016 os custos reais da EDA aumentaram passando a estar sempre acima dos custos aceites. A figura apresenta, também o

<sup>27</sup> A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

<sup>28</sup> Não inclui o efeito do ajustamento

<sup>29</sup> Corresponde aos custos de exploração verificados e apresentados nas contas reais auditadas.

efeito do acréscimo de custos de OPEX registada em 2016, com o pagamento das rendas dos municípios, determinada no Orçamento de Estado.

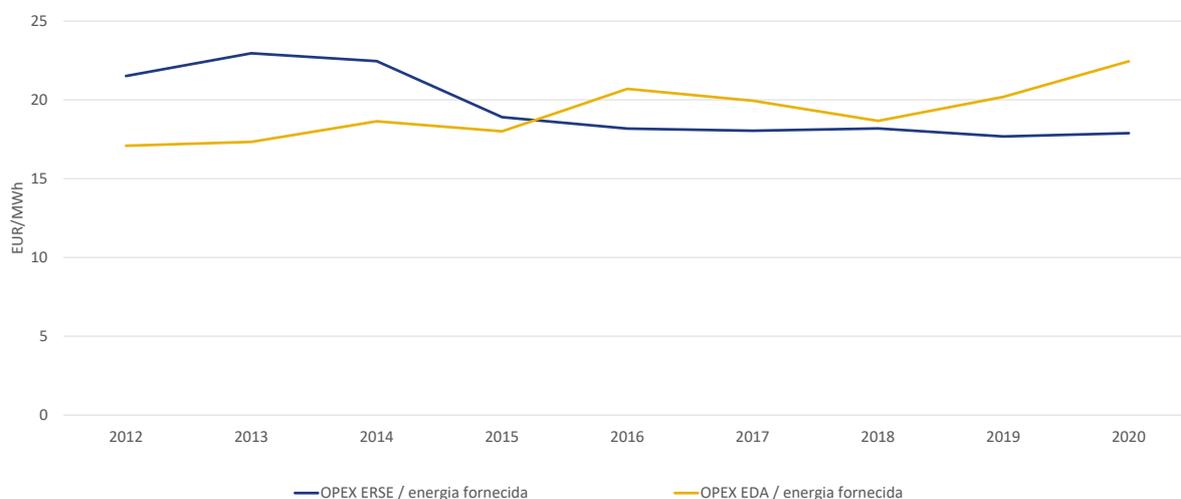
**Figura 6-6 – Evolução dos custos de OPEX aceites e reais<sup>30</sup> – DEE EDA  
(preços correntes)**



Ao observar-se a Figura 6-7 podemos concluir que em 2015, primeiro ano do período regulatório 2015-2017, os custos reais da EDA adequaram-se à base de custos aceites pela ERSE. Contudo, no ano de 2016 ocorreu uma inversão na tendência de evolução dos custos da EDA que passaram, em termos unitários, a ser superiores aos custos aceites pela ERSE. Esta inversão deve-se, sobretudo, ao facto da EDA não ter conseguido uma redução dos seus custos reais em linha com as metas de eficiência imposta pela ERSE.

<sup>30</sup> Não incluí o efeito do ajustamento

Figura 6-7 - Custos por energia fornecida EDA  
(preços constantes de 2020)

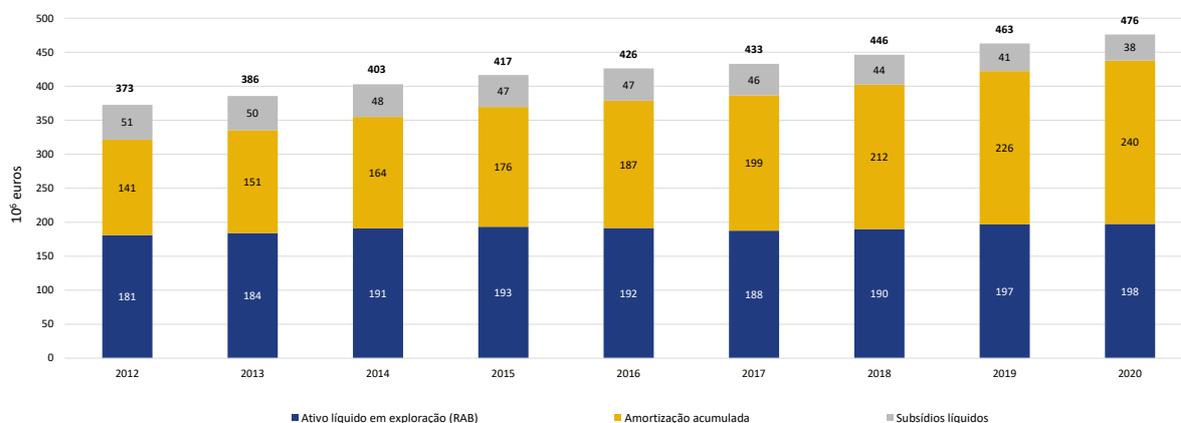


Nota: Não inclui as contrapartidas (rendas) dos municípios.

### 6.2.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

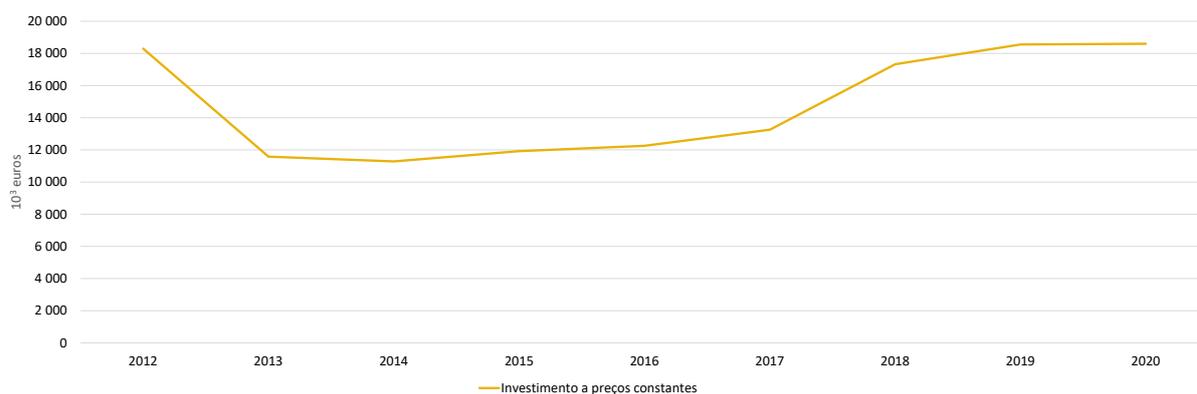
A Figura 6-8 mostra que o valor de imobilizado líquido em exploração tem-se mantido relativamente estável, com um ligeiro acréscimo nos últimos dois anos (2019 e 2020), o que significa que o investimento transferido para exploração tem sido pouco expressivo.

Figura 6-8 - Evolução do Ativo DEE EDA



Conforme se pode observar na Figura 6-9, os investimentos na DEE revelam um perfil relativamente estável, mantendo, uma ligeira cadência crescente no investimento a partir de 2015 que se acentuou no período 2018-2020. Registe-se, contudo, que embora a figura não o permita aferir, no período de 2013 a 2016 os valores de investimento anual foram os mais baixos desde o início da regulação da EDA pela ERSE, em 2002.

Figura 6-9 - Evolução do Investimento DEE EDA



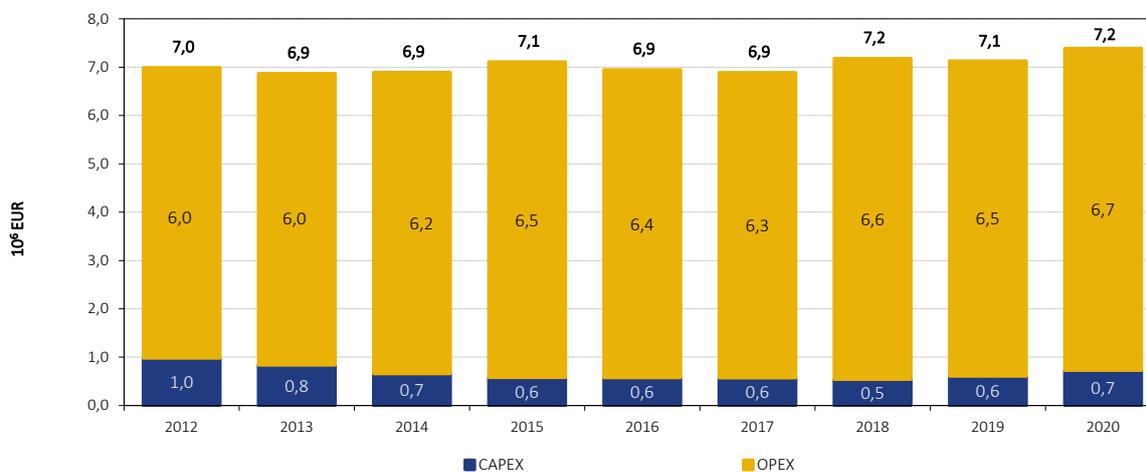
## 6.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 6.3.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Ao contrário da atividade de DEE, os proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) são muito dependentes da evolução do OPEX.

A Figura 6-10 permite verificar que o valor do TOTEX da EDA é bastante estável, mantendo-se a um nível muito próximo.

Figura 6-10 - Proveitos permitidos reais<sup>31</sup> – CEE EDA  
(preços correntes)



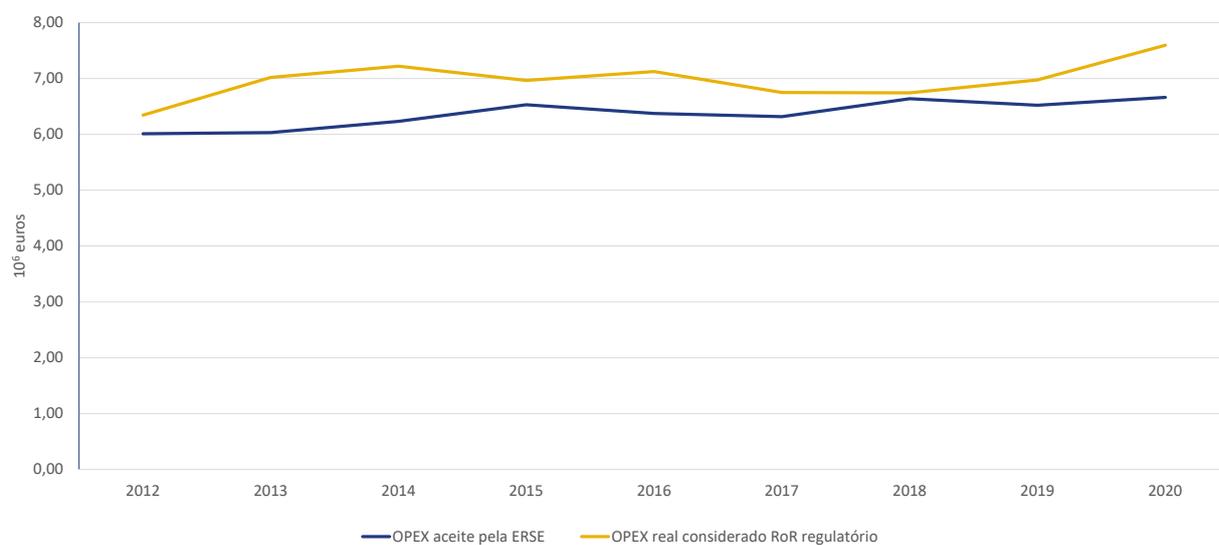
### 6.3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX

A Figura 6-11 apresenta a evolução dos custos reais de OPEX<sup>32</sup> da EDA e os valores aceites pela ERSE no âmbito do cálculo dos proveitos permitidos da atividade de CEE. Verifica-se que os custos reais da EDA foram sempre superiores aos custos aceites, ao longo do período em análise, registando-se uma aproximação nos anos de 2015 e de 2018, que marcaram o início de períodos de regulação.

<sup>31</sup> Não inclui o efeito do ajustamento.

<sup>32</sup> Corresponde aos custos de exploração verificados e apresentados nas contas reais auditadas.

Figura 6-11 – Evolução dos custos de OPEX aceites e reais<sup>33</sup> – CEE EDA  
(preços correntes)

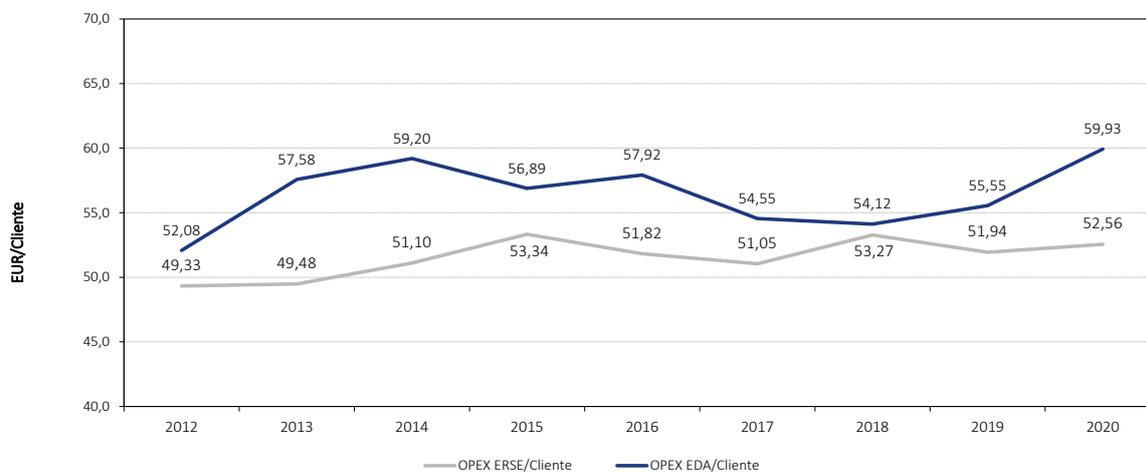


Da observação da Figura 6-12 é possível concluir que os custos reais unitários da EDA são superiores aos custos aceites pela ERSE, tendo registado uma aproximação em 2015 e 2018, anos que marcaram o início de períodos regulatórios, e nos quais a ERSE procede ao ajustamento das bases de custos aceites. Contudo, no atual período de regulação, os custos reais da EDA apresentaram um crescimento, distanciando-se dos custos aceites pela ERSE<sup>34</sup>.

<sup>33</sup> Não inclui o efeito do ajustamento

<sup>34</sup> O que se deverá ao aumento das perdas por imparidade que entram no cálculo do OPEX real.

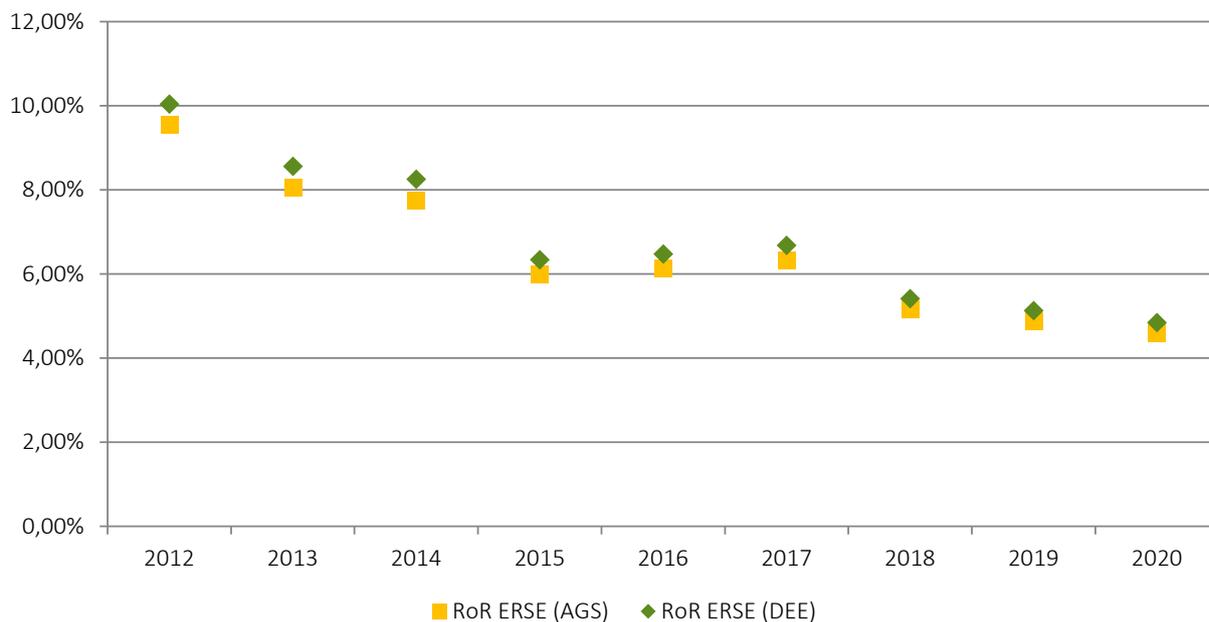
Figura 6-12 - Custos unitários por cliente EDA  
(preços constantes de 2020)



#### 6.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

A Figura 6-13 apresenta a evolução da taxa de remuneração definida pela ERSE para as várias atividades da EDA.

Figura 6-13 - Taxa de remuneração



A partir de 2012 começa-se a assistir a uma oscilação das taxas de remuneração dentro do mesmo período de regulação, motivada pela já referida introdução de um mecanismo de indexação subjacente ao cálculo do ROR.



## 7 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

### 7.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

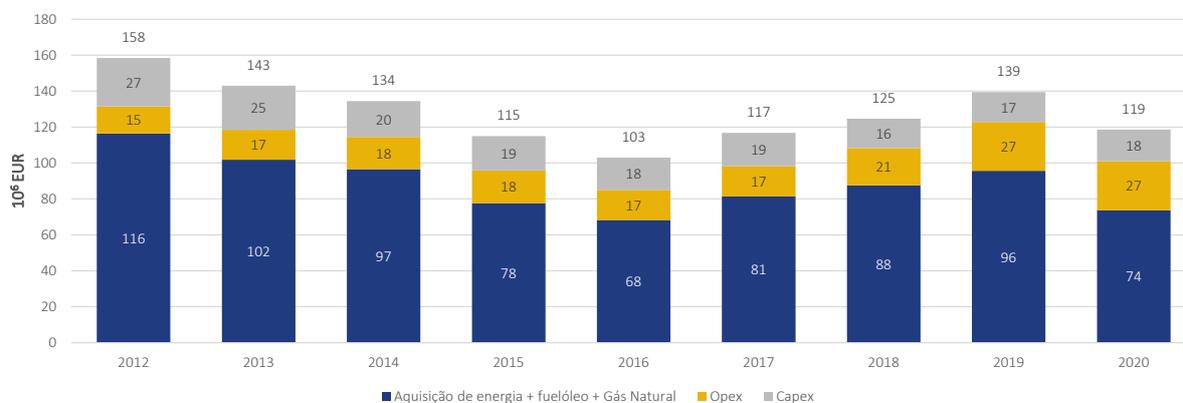
#### 7.1.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), o comportamento dos proveitos permitidos está, principalmente, indexado ao preço dos combustíveis e ao custo da aquisição de energia.

O OPEX inclui custos que não são controláveis pela empresa e que, por isso, não são alvo de ganhos de eficiência, como sejam as manutenções dos grupos produtores, os custos com gasóleo e lubrificantes e os custos com aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. Relativamente a estes últimos custos, importa relembrar que até 2012 estas licenças eram atribuídas gratuitamente à EEM, passando a partir daquele ano a empresa a adquirir as licenças em mercado.

Por outro lado, os custos com capital dos centros electroprodutores pertencentes ao sistema público das da RAM estão incluídos na rubrica de CAPEX, enquanto no caso dos restantes centros electroprodutores pertencentes ao sistema independente da RAM estes custos estão integrados nos custos com aquisição de energia.

Figura 7-1 - Proveitos permitidos reais<sup>35</sup> – AGS EEM  
(preços correntes)



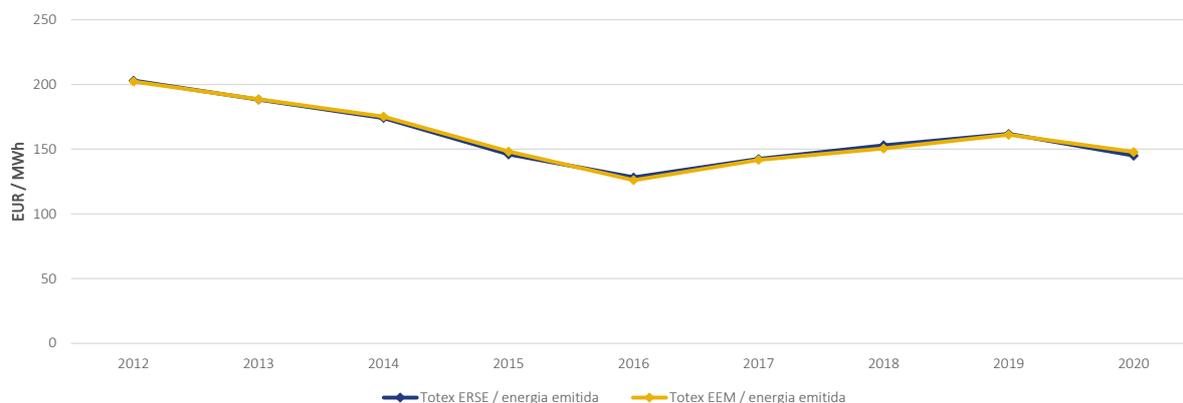
De acordo com a Figura 7-1, até 2016 observa-se um decréscimo dos proveitos permitidos da EEM afetos à atividade de AGS. Esta tendência inverte-se a partir desse ano e até 2019, em é consequência, principalmente, do aumento dos custos com os combustíveis e com as licenças de CO<sub>2</sub>. No entanto, em 2020, ano impactado fortemente pela pandemia COVID-19 e pelas medidas para a conter, os custos com aquisição de energia e combustíveis decresceram devido à diminuição da procura de energia elétrica na região e dos preços com os combustíveis e com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

### 7.1.2 EVOLUÇÃO DO TOTEX UNITÁRIO

Tendo em atenção o referido anteriormente sobre o tratamento do custo com capital dos centros electroprodutores do sistema público e do sistema independente, apresenta-se na Figura 7-2 a evolução do TOTEX<sup>36</sup> unitário da atividade de AGS.

<sup>35</sup> Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX)

<sup>36</sup> OPEX+CAPEX

Figura 7-2 - TOTEX por energia<sup>37</sup> EEM (preços constantes de 2020)

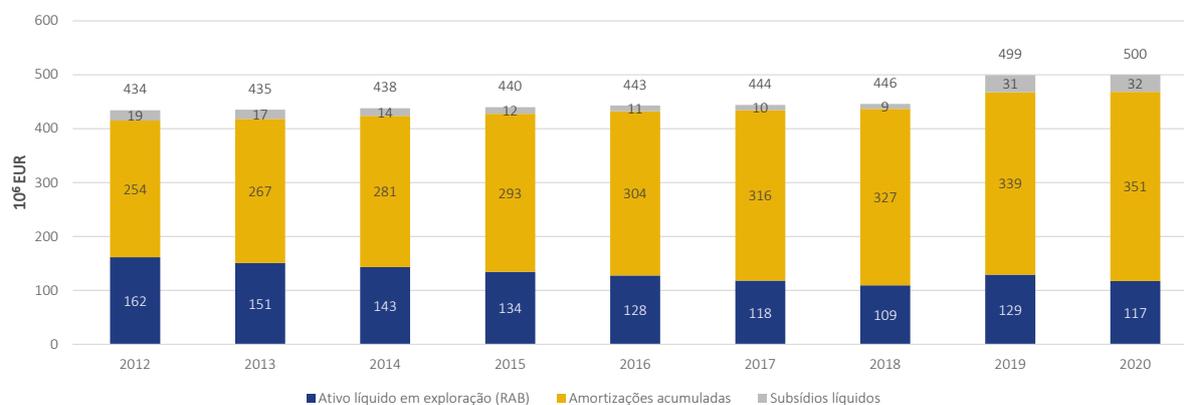
Conforme se pode observar, assiste-se, na generalidade, a uma diminuição do TOTEX em termos unitários, entre 2012 e 2016, o qual é sobretudo motivado pelo custo da energia e pela grande redução ocorrida ao nível dos custos com combustíveis. A partir de 2017 verifica-se um ligeiro aumento do TOTEX em termos unitários, devido principalmente ao aumento do preço dos combustíveis. Em 2020, a diminuição dos custos é superior à diminuição da energia emitida para a rede, levando a uma diminuição do TOTEX unitário da EEM.

Refira-se, ainda, a proximidade entre os valores reais ERSE (aceites em ajustamentos) e os valores reais empresa. Este facto é explicado pelas metodologias regulatórias que têm sido aplicadas no período analisado. Com efeito, o CAPEX tem sido desde sempre regulado por uma metodologia de custos aceites em base anual, bem como parte das rubricas que constituem o OPEX responsáveis por um elevado peso nos custos totais, sendo apenas sujeitos a metas de eficiência i) os custos com aquisição de fuelóleo, desde 2010, ii) os custos com aquisição de gás natural, desde 2016, e iii) as rubricas de custos controláveis, desde 2009.

<sup>37</sup> Energia emitida

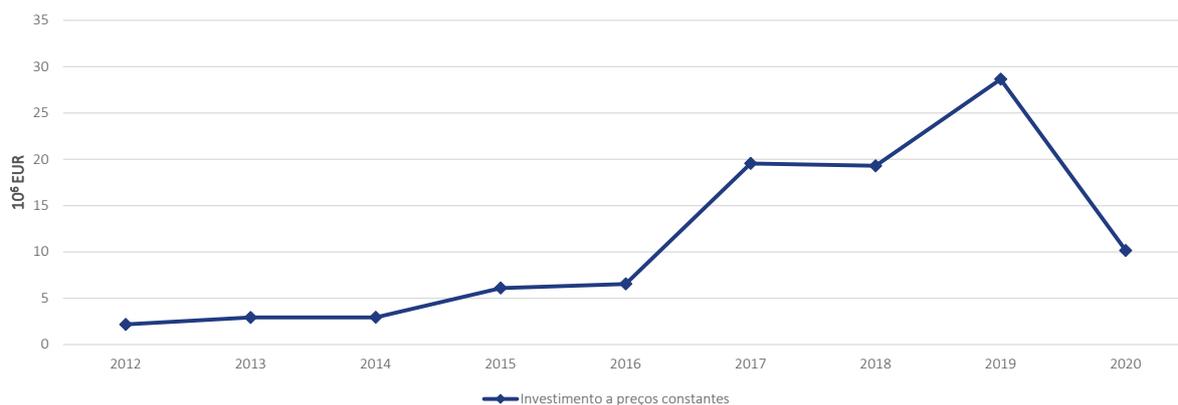
## 7.1.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

Figura 7-3 - Evolução do ativo da AGS



O valor total do ativo afeto à atividade de AGS apresentou uma ligeira subida em 2020 devido, em grande parte, ao aumento do montante de amortizações acumuladas, contrariando a diminuição do ativo líquido em exploração (RAB). Esta transferência de valores entre as duas rubricas deve-se à redução dos montantes de ativo transferido para exploração em 2020, em relação ao ano anterior.

Figura 7-4 - Evolução do investimento da AGS



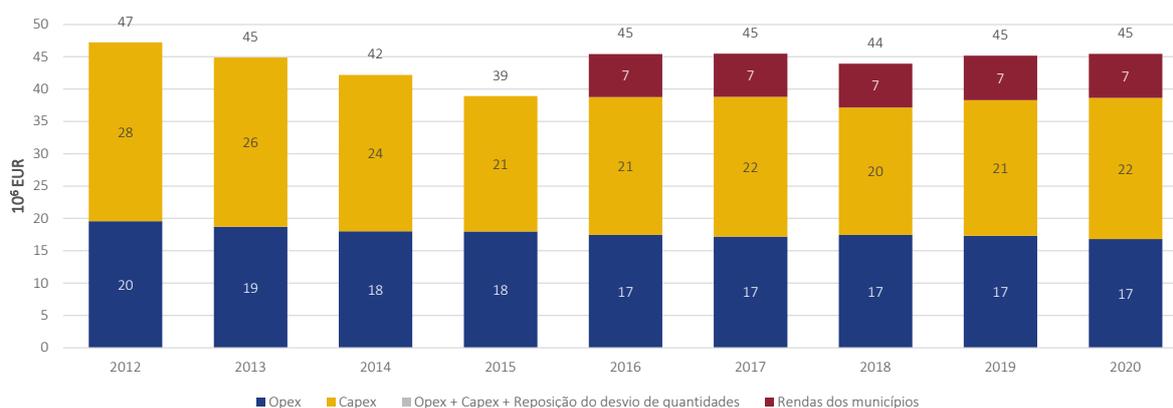
No que respeita à análise do investimento da AGS na EEM, conforme se pode observar na Figura 7-4, este revela uma redução significativa em 2020, devido aos efeitos da pandemia COVID-19 e os seus impactos na execução operacional dos planos de investimentos definidos pela empresa para esse ano.

## 7.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 7.2.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), o comportamento dos proveitos permitidos está sobretudo associado à evolução do CAPEX. No período de regulação 2012-2014, o OPEX manteve-se regulado com metas de eficiência, enquanto a regulação do CAPEX passou a ser baseado numa metodologia de custos aceites anualmente. Nos dois últimos períodos de regulação (2015-2017 e 2018-2021) manteve-se esta metodologia regulatória.

**Figura 7-5 - Proveitos permitidos reais<sup>38</sup> – DEE EEM**  
(preços correntes)



De acordo com a Figura 7-5, observa-se que o OPEX decresceu de forma constante desde 2012, efeito da metodologia regulatória adotada no começo do período regulatório iniciado nesse ano e que se mantém em 2020.

Os proveitos permitidos da atividade aumentaram em 2016 pela inclusão dos custos com rendas dos municípios. Com efeito, o Orçamento de Estado para 2016 consagrou o direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma contrapartida anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal, nos mesmos termos dos municípios de Portugal Continental.<sup>39</sup>

<sup>38</sup> Não inclui o efeito do ajustamento.

<sup>39</sup> A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

### 7.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX

Na Figura 7-6 pode-se verificar que os custos operacionais aceites pela ERSE, isto é, considerados nos proveitos permitidos foram ligeiramente inferiores aos custos reais<sup>40</sup> da EEM desde 2012. A figura apresenta, também, o efeito do acréscimo de custos de OPEX registada em 2016, com o pagamento das rendas dos municípios, determinada no Orçamento de Estado.

---

<sup>40</sup> Corresponde aos custos de exploração verificados e apresentados nas contas reais auditadas.

Figura 7-6 - Evolução dos custos de OPEX aceites e reais<sup>41</sup> – DEE EEM  
(preços correntes)

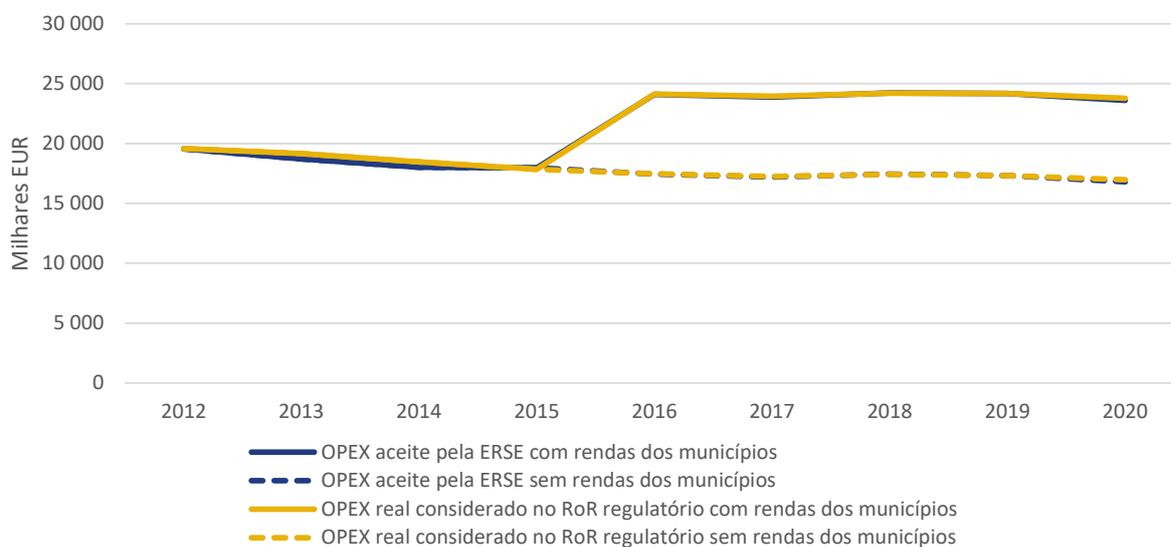
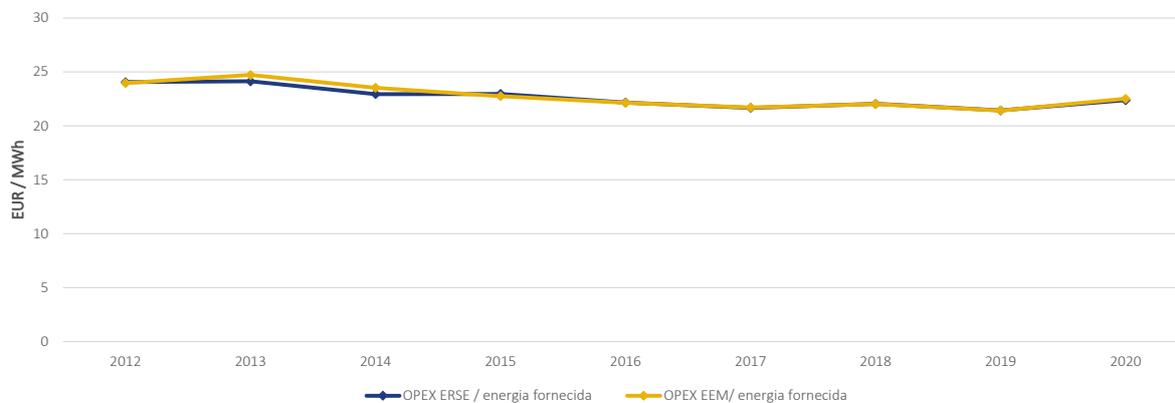


Figura 7-7 - Opex unitário por energia fornecida EEM  
(preços constantes de 2020)



Nota: Não inclui as contrapartidas (rendas) dos municípios.

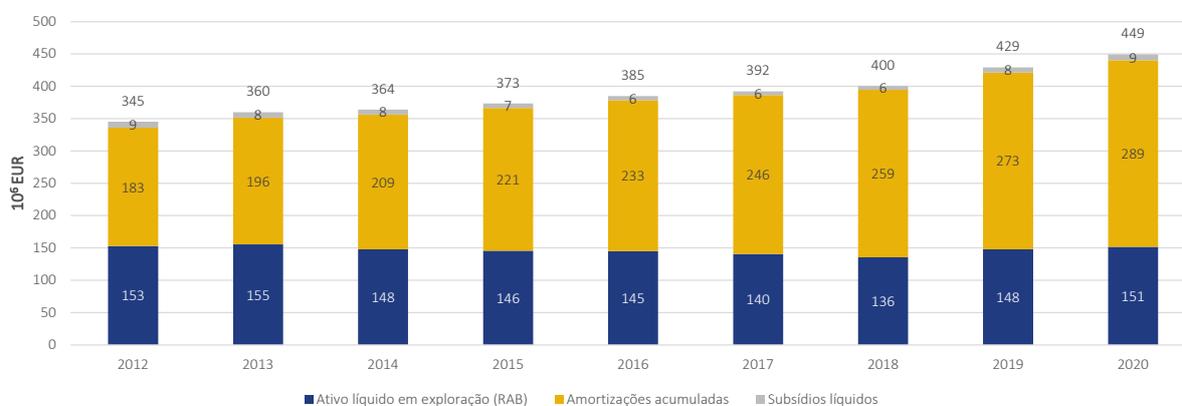
É possível observar que os custos unitários por energia fornecida incorridos pela EEM registaram um comportamento relativamente estável e em linha com os custos unitários aceites pela ERSE. Este facto demonstra uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM. No período regulatório 2018-2021, o fator de eficiência é igual ao definido no período anterior (3%), tendo

<sup>41</sup> Não incluí o efeito do ajustamento

sido apenas alterada a base de custos utilizada para definir o nível de proveitos a serem recuperados pela atividade de DEE. Esta é a razão que explica a ligeira subida entre 2017 e 2018 do OPEX unitário, aliada à diminuição da quantidade de energia fornecida por esta atividade. Em 2020, a diminuição da energia fornecida pela rede de distribuição da EEM foi superior à diminuição do OPEX, o que originou uma subida do OPEX unitário da atividade.

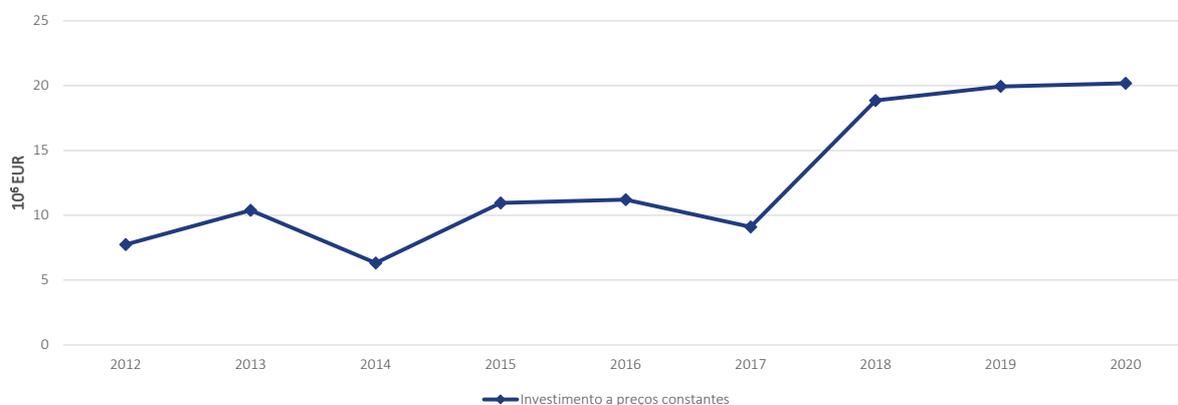
### 7.2.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

Figura 7-8 - Evolução do ativo da DEE



A Figura 7-8 demonstra que o valor de imobilizado líquido em exploração estabilizou a partir de 2012. Por outro lado, o montante das amortizações acumuladas tem crescido desde esse ano, levando a um aumento do total do ativo.

Figura 7-9 - Evolução do investimento da DEE



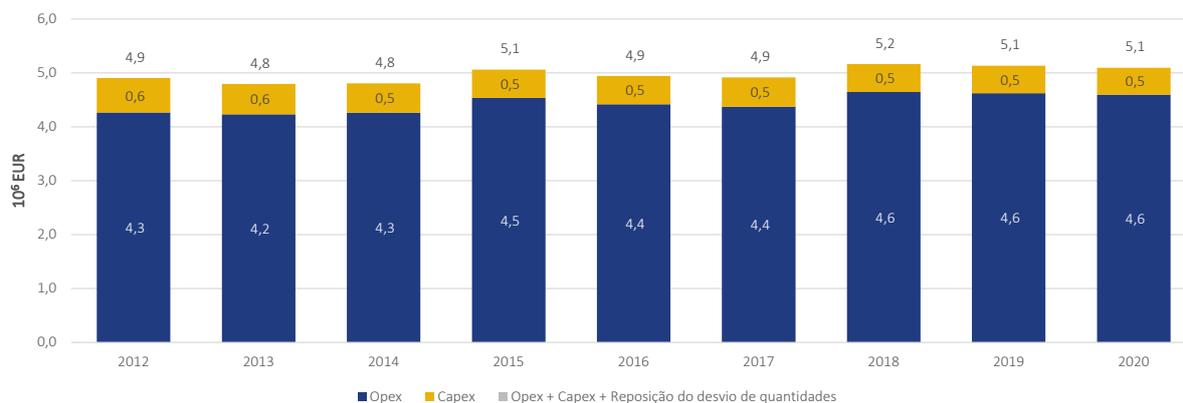
A Figura 7-9 apresenta o comportamento do investimento realizado pela EEM na atividade de DEE, por uma ligeira estabilização entre 2012 e 2017, tendo-se verificado um crescimento constante desde então.

### 7.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 7.3.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Ao contrário da atividade de DEE, os proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) dependem, sobretudo, da evolução do OPEX. No entanto e pese embora não seja uma atividade de capital intensivo, a empresa tem ativos diretamente afetos à prossecução da atividade de CEE, sendo remunerada em conformidade<sup>42</sup>.

Figura 7-10 - Proveitos permitidos reais<sup>43</sup> – CEE EEM  
(preços correntes)



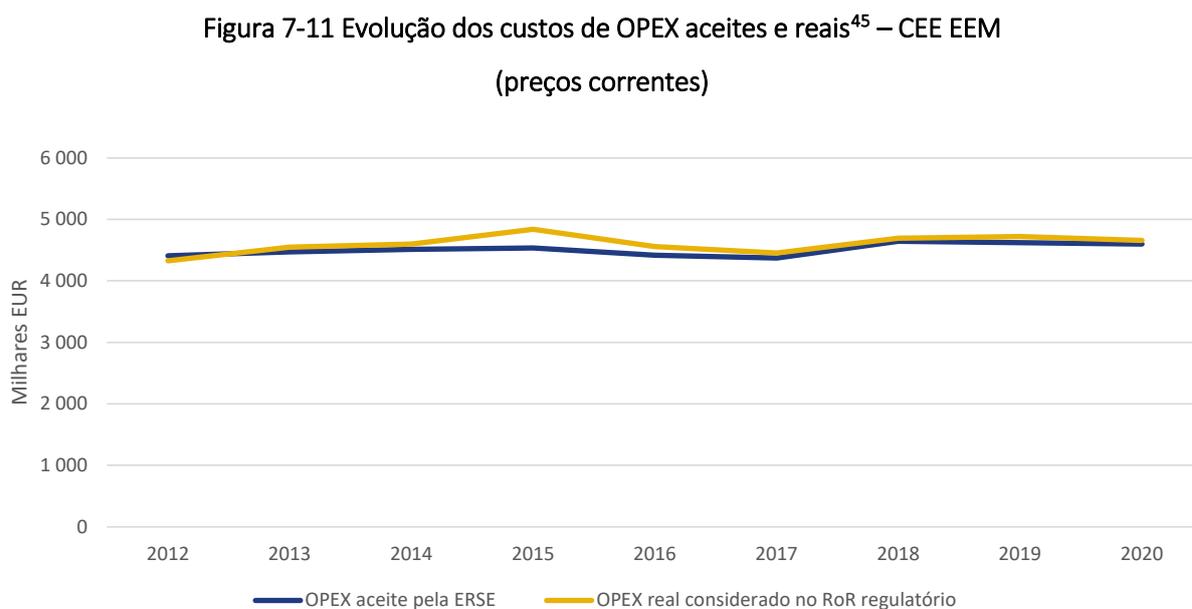
Como é possível observar pela figura supra, os proveitos permitidos da atividade de CEE têm registado um comportamento relativamente estável desde 2012, em torno dos 5 milhões de euros.

<sup>42</sup> Na medida em que os proveitos da atividade de CEE dependem sobretudo da evolução do OPEX, não se considera relevante uma análise à evolução dos ativos e dos investimentos desta atividade.

<sup>43</sup> Não inclui o efeito do ajustamento.

### 7.3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX

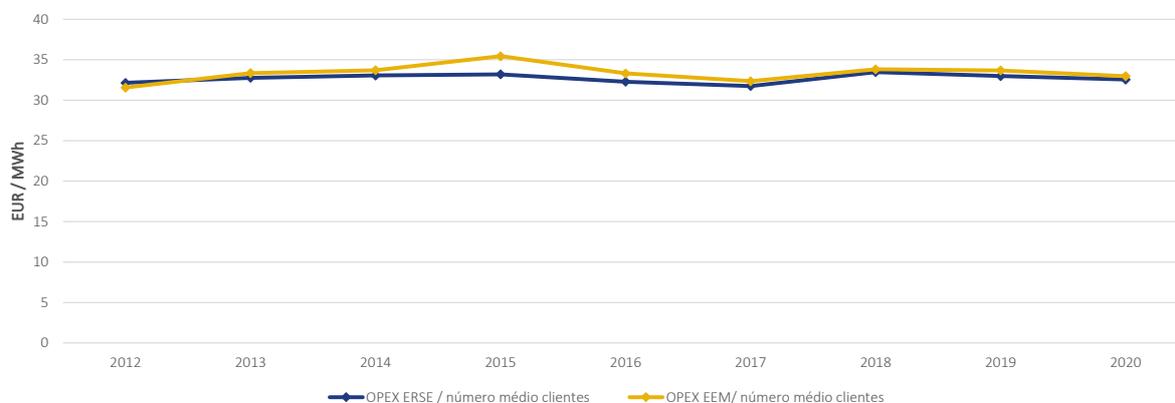
A Figura 7-11 apresenta a evolução dos custos reais de OPEX<sup>44</sup> da EEM e os valores aceites pela ERSE no âmbito do cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização. Verifica-se que os custos reais da EEM foram ligeiramente superiores aos custos aceites desde 2012.



<sup>44</sup> Corresponde aos custos de exploração verificados e apresentados nas contas reais auditadas.

<sup>45</sup> Não incluí o efeito do ajustamento

Figura 7-12 - Custos unitários por cliente EEM  
(preços constantes de 2020)



Da observação da Figura 7-12 é possível concluir que os custos reais unitários aceites pela ERSE se encontram em linha com os custos unitários incorridos pela empresa. O aumento verificado no ano de 2015 coincide com a aplicação de uma nova base de custos, reajustada face ao período regulatório anterior.

#### 7.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

Na figura infra é apresentada a taxa de remuneração definida pela ERSE em cada período de regulação, para as várias atividades da EEM.

Figura 7-13 - Taxa de remuneração



Pela figura supra verifica-se, à semelhança do ocorrido na EDA, uma oscilação das taxas de remuneração dentro do mesmo período de regulação, motivada pela introdução de um mecanismo de indexação subjacente ao cálculo do RoR.

## 8 GLOSSÁRIO

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

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

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

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

**Price-cap** = Modelo de regulação que fixa um preço máximo para cada ano, o qual está indexado ao IPIB e evolui com um fator de eficiência

**RAB** = por simplificação, define-se do seguinte modo: Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos – Imobilizado em Curso

**Revenue-cap** = Modelo de regulação que fixa uma receita máxima para cada ano, a qual evolui com um fator de eficiência

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

**RoR regulatório** = (Proveitos (rendimentos) Permitidos Aceites s/ Ajustamentos - Custos de exploração líquidos incluindo amortizações) / RAB Real. Consideram-se as rubricas de proveitos (rendimentos) permitidos para efeitos de regulação e os custos reais da empresa apresentados na Demonstração de Resultados. No valor do ativo não estão incluídos os contadores e os custos com a aquisição de Co2 (no caso das RA's)



## 9 SIGLAS E ABREVIATURAS

**AGS** – Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

**CAPEX** – *Capital Expenditures* (despesas de capital)

**CEE** – Comercialização de Energia Elétrica

**CIEG** – Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral

**DEE** – Distribuição de Energia Elétrica

**EDA** – Eletricidade dos Açores, SA

**EEM** – Empresa de Eletricidade da Madeira

**GGS** – Gestão Global do Sistema

**MIBEL** – Mercado Ibérico de Eletricidade

**OPEX** – *Operational Expenditure* (despesas operacionais)

**PPDA** - Planos de Promoção do Desempenho Ambiental

**RAB** – *Regulatory asset base* (Base de Ativos Regulada)

**RAS** – Regiões Autónomas

**ROR** – *Rate of Return* (taxa de retorno)

**SNC** – Sistema de Normalização Contabilística

**TEE** – Transporte de Energia Elétrica

**TOTEX** – *Operational Expenditures + Capital Expenditures*

**WACC** – *Weighted Average Cost Of Capital* (Custo Médio Ponderado de Capital)