

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

Dezembro 2017

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>7</b>
3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos	7
3.2	Evolução do OPEX unitário	9
3.3	Análise dos ativos e dos investimentos	10
3.4	Remuneração do ativo	13
<b>4</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>17</b>
4.1	Evolução dos Proveitos Permitidos	17
4.2	Evolução do OPEX unitário	20
4.3	Análise do ativos e dos investimentos	22
4.4	Remuneração do ativo	23
<b>5</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO</b>	<b>25</b>
5.1	Evolução dos Proveitos Permitidos	26
5.2	Evolução do OPEX unitário	26
<b>6</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES</b>	<b>29</b>
6.1	Aquisição de energia elétrica e Gestão do sistema	29
6.1.1	Evolução dos Proveitos Permitidos	29
6.1.2	Evolução do TOTEX por indutor de custo	30
6.1.3	Análise do ativos e dos investimentos	31
6.2	Distribuição de Energia Elétrica	32
6.2.1	Evolução dos Proveitos Permitidos	32
6.2.2	Evolução do OPEX unitário	33
6.2.3	Análise do ativos e dos investimentos	34
6.3	Comercialização de Energia Elétrica	36
6.3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos	36
6.3.2	Evolução do OPEX unitário	37
6.4	Remuneração do ativo	37
<b>7</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA</b>	<b>39</b>
7.1	Aquisição de energia elétrica e Gestão do sistema	39
7.1.1	Evolução dos Proveitos Permitidos	39
7.1.2	Evolução do TOTEX unitário	40
7.1.3	Análise do ativos e dos investimentos	42
7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	43

7.2.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	43
7.2.2	Evolução do OPEX unitário.....	45
7.2.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	46
7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	47
7.3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	47
7.3.2	Evolução do OPEX unitário.....	49
7.4	Remuneração do Ativo.....	49
<b>8</b>	<b>GLOSSÁRIO .....</b>	<b>51</b>
<b>9</b>	<b>SIGLAS E ABREVIATURAS .....</b>	<b>53</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Proveitos permitidos reais – atividade de TEE (preços correntes) .....	7
Figura 3-2 - Proveitos permitidos reais – atividade de GGS (preços correntes) .....	8
Figura 3-3 - Custos unitários por energia – atividade de TEE (preços constantes 2016) .....	9
Figura 3-4 - Custos unitários por km de rede – atividade de TEE (preços constantes 2016) .....	10
Figura 3-5 - Evolução do ativo – atividade de TEE .....	11
Figura 3-6 - Evolução do ativo – atividade de GGS .....	11
Figura 3-7 - Evolução do investimento – atividade de TEE .....	12
Figura 3-8 - Evolução do investimento – atividade de GGS .....	13
Figura 3-9 - Taxa de remuneração.....	14
Figura 4-1 - Proveitos Permitidos reais (preços correntes).....	17
Figura 4-2 - Evolução do OPEX (preços correntes).....	19
Figura 4-3 - OPEX unitário por energia (preços constantes 2016) .....	21
Figura 4-4 - OPEX unitário por cliente (preços constantes 2016).....	21
Figura 4-5 - Evolução do investimento.....	22
Figura 4-6 - Evolução do ativo .....	23
Figura 4-7 - Taxa de remuneração.....	24
Figura 5-1 - Proveitos permitidos reais (preços correntes).....	26
Figura 5-2 - Custos unitários por cliente (preços constantes 2016) .....	27
Figura 6-1- Proveitos permitidos reais – AGS EDA (preços correntes).....	29
Figura 6-2 - TOTEX por energia EDA (preços constantes de 2016) .....	30
Figura 6-3 - Evolução do ativo da AGS EDA .....	31
Figura 6-4 - Evolução do investimento da AGS EDA.....	32
Figura 6-5 - Proveitos permitidos reais – DEE EDA (preços correntes) .....	33
Figura 6-6 - Custos por energia fornecida EDA (preços constantes de 2016) .....	34
Figura 6-7 - Evolução do Ativo DEE EDA .....	35
Figura 6-8 - Evolução do Investimento DEE EDA.....	35
Figura 6-9 - Proveitos permitidos reais – CEE EDA (preços correntes) .....	36
Figura 6-10 - Custos unitários por cliente EDA (preços constantes de 2016) .....	37
Figura 6-11 - Taxa de remuneração.....	38
Figura 7-1 - Proveitos permitidos reais – AGS EEM (preços correntes) .....	40
Figura 7-2 - TOTEX por energia EEM (preços constantes de 2016).....	41
Figura 7-3 - Evolução do ativo da AGS.....	42
Figura 7-4 - Evolução do investimento da AGS .....	42
Figura 7-5 - Proveitos permitidos reais – DEE EEM (preços correntes).....	44
Figura 7-6 - Custo unitário por energia fornecida EEM (preços constantes de 2016).....	45
Figura 7-7 - Evolução do ativo da DEE .....	46

Figura 7-8 - Evolução do investimento da DEE .....	46
Figura 7-9 - Proveitos permitidos reais – CEE EEM (preços correntes).....	48
Figura 7-10 - Custos unitários por cliente EEM (preços constantes de 2016).....	49
Figura 7-11 - Taxa de remuneração.....	50

## 1 INTRODUÇÃO

O presente documento pretende avaliar o desempenho das várias atividades reguladas do setor da eletricidade. Com o início do novo período de regulação, em 2018, esta análise assume relevância acrescida, permitindo apoiar a ERSE na (re)avaliação das metodologias de regulação aplicadas até à data nos proveitos permitidos às empresas.

A par com a preparação de um novo período regulatório destaca-se o quadro legislativo dinâmico dos últimos anos, com exigências ao nível da extinção de atividades reguladas, aparecimento de novas, crescente integração dos mercados internos da energia, entre outras, com impactes ao nível dos desafios impostos ao exercício regulatório, e às próprias atividades reguladas, nomeadamente, ao nível da gestão dos seus recursos, ao nível da qualidade de serviço e ao nível dos investimentos em redes.

Neste contexto, a monitorização do desempenho dos operadores do setor elétrico, bem como das suas tendências comportamentais em resposta às metodologias regulatórias implementadas, designadamente no que concerne à eficiente afetação dos recursos, à diminuição dos custos unitários de exploração, e à garantia de qualidade de serviço, assume-se como instrumento estruturante de apoio à decisão do regulador.

A análise elaborada a cada uma das atividades<sup>1</sup> 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, incluído quatro períodos de regulação, ou seja, desde 2006 a 2016<sup>2</sup>.

De uma forma sucinta, o desempenho do setor, no período em análise, caracterizou-se por comportamentos distintos ao nível do desempenho das atividades de transporte e de distribuição no Continente. Em relação às Regiões Autónomas, verifica-se alguma estabilidade na evolução dos custos.

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

---

<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.

<sup>2</sup> Para o período de regulação 2015-2017 a análise não abrange o ano de 2017, por ainda não se encontrarem disponíveis contas reais auditadas.

## **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 verificados até 2014, embora apresentassem uma tendência decrescente, eram marcadamente inferiores aos custos aceites pela ERSE. Esta tendência inverteu-se em 2015, em virtude da redefinição da base de custos para o período de regulação iniciado nesse ano, o que permitiu que os ganhos de eficiência obtidos pela empresa fossem vertidos para os consumidores. Da mesma forma, 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 distintas: na atividade de transporte regista-se, até 2009, um forte aumento, e a partir daí um decréscimo acentuado; na atividade de distribuição o nível de investimento tem-se revelado mais estável.

A estas evoluções não são alheias as alterações de metodologias regulatórias na aceitação dos custos de investimento de ambas as atividades:

- Na atividade de transporte, a regulação tem-se baseado na metodologia de custos aceites e, a partir de 2009, na consideração de custos padrão para o investimento ocorrido posteriormente aquela data, sendo o risco acrescido compensado por um prémio aplicado à taxa de remuneração dos ativos. Assim, e embora este quadro regulatório permita a recuperação da maior parte dos custos de investimento, promove, igualmente, a diminuição dos respetivos custos.
- Na atividade de distribuição de energia elétrica aplicou-se, até 2011, uma metodologia de regulação do tipo *price cap* sobre o conjunto dos custos regulados (operacionais e de investimento). Apesar do maior risco regulatório associado a esta metodologia ter sido compensado por um prémio sobre a taxa de remuneração dos ativos, o valor dos investimentos anuais nesta atividade diminuiu até 2010. De salientar, ainda, a reestruturação em 2015 do incentivo aos investimentos em redes inteligentes. Contudo, pese embora as sucessivas alterações ao nível da atividade de distribuição, os proveitos permitidos não se têm alterado significativamente.

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 é também de salientar a alteração das metodologias regulatórias aplicadas à atividade de distribuição e de comercialização. Na análise dos custos por atividade importa

referir ainda a transferência de custos entre atividade, imposição regulamentar, e as recentes alterações legislativas<sup>3</sup>, explicativas de algumas oscilações verificadas, como foi o recente caso da aceitação das contrapartidas ou remunerações pela utilização de bens de domínio público ou privado municipal no âmbito da exploração da concessão nos proveitos permitidos das Regiões Autónomas.

No entanto, e genericamente, o comportamento dos custos tem apresentado uma tendência de estabilização ou de decréscimo, a que não são alheios os reajustamentos em baixa efetuados pela ERSE aquando da definição das bases de custos em 2015.

Importa ainda referir o caso particular da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, que não é comparável com nenhuma atividade regulada do Continente, na qual a evolução dos custos depende fortemente da evolução do custo energia primária, designadamente do preço do fuelóleo, gasóleo e gás natural (este último apenas aplicável à Região Autónoma da Madeira). Por esta razão, a ERSE implementou, em 2010, um mecanismo para aquisição eficiente do fuelóleo, tendo recentemente, em 2015, este mecanismo sido alargado ao gasóleo e ao gás natural.

#### **REMUNERAÇÃO DO ATIVO**

Uma análise à taxa de remuneração definida pela ERSE permite verificar que, até ao período de regulação 2009-2011, uma certa estabilidade dos valores, tendo-se começado a assistir, a partir de 2012, a uma oscilação das taxas de remuneração dentro do mesmo período regulatório, motivada pela introdução de um mecanismo de indexação subjacente ao cálculo do ROR.

#### **ESTRUTURA DO DOCUMENTO**

O documento segue a estrutura que de seguida se apresenta:

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 EDP Distribuição, atividades desenvolvidas pela EDP Serviço Universal e as atividades desenvolvidas pelas empresas das Regiões Autónomas: EDA e EEM.

---

<sup>3</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 o que veio permitir a incorporação das contrapartidas ou remunerações dos municípios nos proveitos permitidos das Regiões Autónomas. Estas contrapartidas são definidas de forma equivalente ao previsto para as rendas dos municípios do Continente devida pela utilização de bens de domínio público ou privado municipal no âmbito da exploração da concessão.



## 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 têm-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 subsidiação cruzada é significativo.

O ano de 2016 foi o segundo ano do período de regulação de 2015 a 2017 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 regulatório 2009-2011, o modelo regulatório com base 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>4</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) incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT; (iv) incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.
- **Operador da rede de distribuição** – até 2011, aplicou-se uma regulação por incentivos que se consubstanciou em: (i) incentivo à gestão eficiente dos custos (de exploração e de investimento) através de uma metodologia do tipo *price cap*; (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço; (iii) incentivo à redução de perdas; (iv) incentivo à promoção do desempenho ambiental. A partir de 2012, retirou-se o custo com capital do âmbito do *price cap*, associando a remuneração do ativo a um valor máximo de investimento definido para o período regulatório, tendo-se igualmente considerado nas metodologias de incentivos aplicadas os investimentos em *redes inteligentes*. Em 2015 este último incentivo passou a ser calculado com base em valores reais e auditados e passou a ter uma duração de 6 anos.

---

<sup>4</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*.

- **Comercializador de último recurso** – 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.
- **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 é 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>5</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.

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.

Os fatores de eficiência anuais aplicados aos custos operacionais unitários foram de 1,5% para o transporte e 2,5% para a distribuição. O mecanismo de investimento a preços de referência, aplicável ao operador da 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 3,5%.

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 3,5%, na Distribuição 2% e na Comercialização 3,5%. Na Região Autónoma da Madeira as metas de eficiência variam entre 3,5% na atividade de comercialização e 4% na atividade de distribuição e na Aquisição de energia Elétrica e Gestão Global do Sistema aplica-se um fator de 3,5%.

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>6</sup>).

---

<sup>5</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.

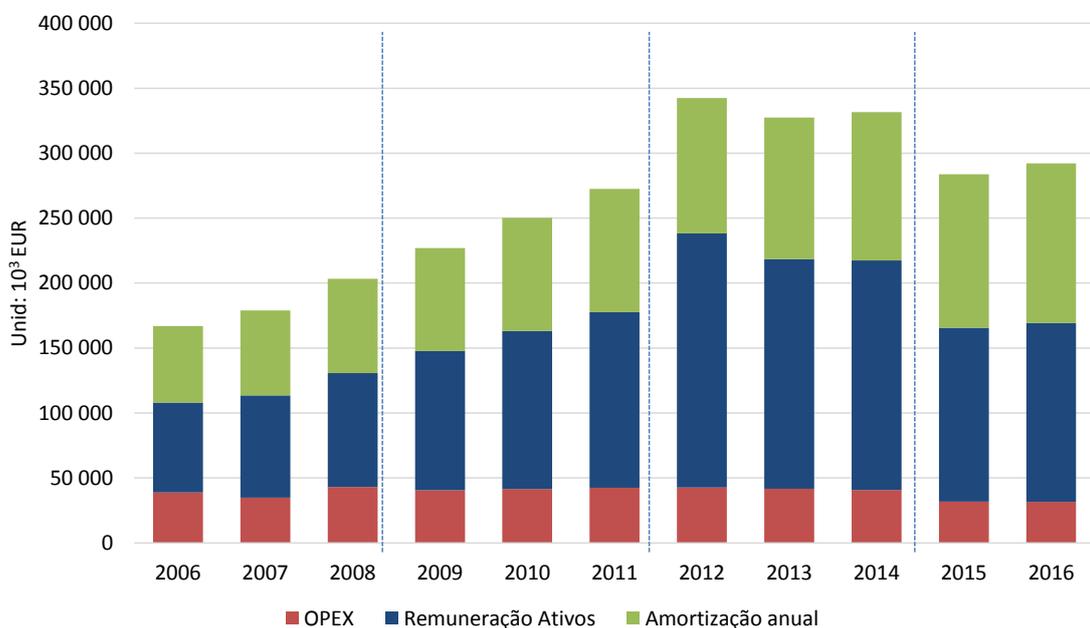
<sup>6</sup> *Credit Default Swaps*

### 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>7</sup> – atividade de TEE  
(preços correntes)**



Até 2008, o OPEX da atividade de TEE foi regulado por custos aceites em base anual. A partir desse ano, foi implementado um mecanismo de custos incrementais, 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 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

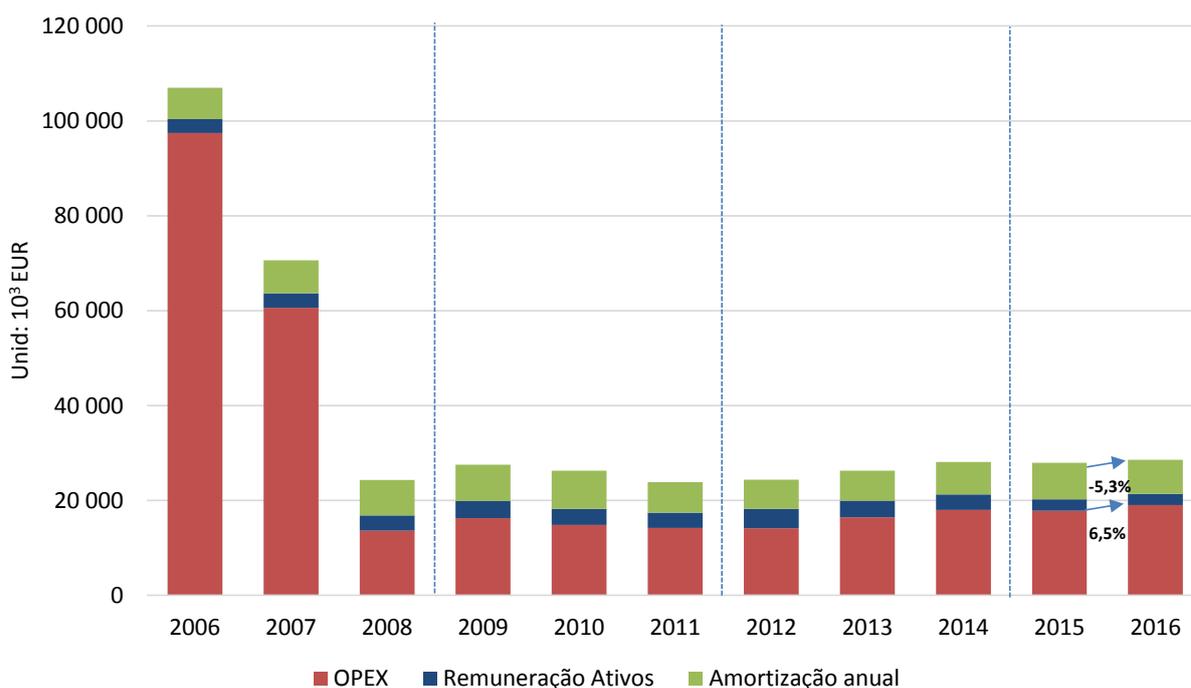
<sup>7</sup> Não inclui o efeito do ajustamento. Deste modo, este indicador económico corresponde aos proveitos da empresa determinados com base nos valores dos custos finais reconhecidos e, por esta via, apresenta apenas o efeito económico da atividade desenvolvida sem os efeitos financeiros resultantes dos ajustamentos.

por custos aceites ou por custos de referência) que lhe está associado. A aplicação deste mecanismo coincidiu com um acréscimo substancial do CAPEX na atividade de TEE. Em 2012, o CAPEX apresentou um crescimento de cerca de 30%.

Contudo, entre 2014 e 2015 o CAPEX decresceu cerca de 13%, facto para o qual contribuiu de forma muito significativa a redução da taxa de remuneração dos ativos de cerca de 2,1 pontos percentuais. Neste último ano em análise, o CAPEX apresenta um acréscimo de 8,4 milhões de euros, repartidos por um acréscimo de 8,7 milhões de euros nos ativos valorizados a custos de referência e um decréscimo de 0,3 milhões de euros nos ativos valorizados a custos históricos.

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.

**Figura 3-2 - Proveitos permitidos reais<sup>8</sup> – atividade de GGS  
(preços correntes)**



No caso do OPEX da atividade de GGS é aplicado um mecanismo de custos aceites em base anual. A evolução do OPEX ao longo do período em análise registou um decréscimo acentuado a partir de 2007, pelo facto de, até esse ano, o OPEX incluir os custos com serviços de sistema e a faturação do agente de mercado. O OPEX registou um acréscimo de 6,5% entre 2015 e 2016, tendo ultrapassado os 19 milhões

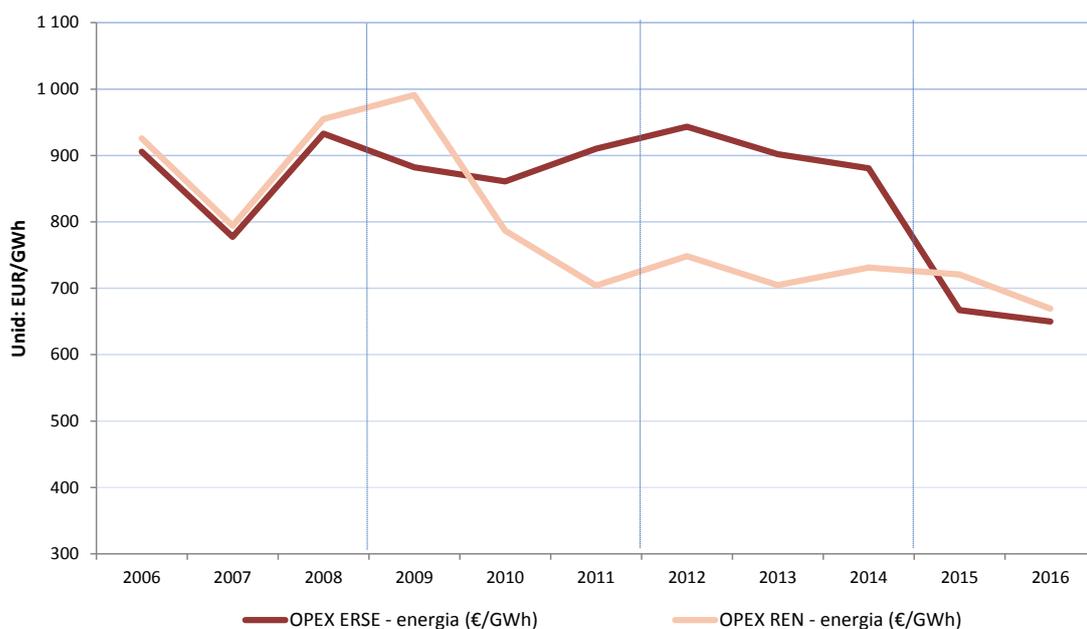
<sup>8</sup> Não inclui o efeito do ajustamento

de euros em 2016, motivado por uma diminuição significativa ao nível da rubrica de outros proveitos (a deduzir aos custos de exploração). O valor do CAPEX, ao qual é aplicada uma metodologia de regulação baseada em custos aceites<sup>9</sup>, observou uma redução de 5,3% em 2016, em resultado da redução do valor das amortizações e do valor médio do ativo líquido remunerado.

### 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.

**Figura 3-3 - Custos unitários por energia – atividade de TEE  
(preços constantes 2016)**



<sup>9</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.

**Figura 3-4 - Custos unitários por km de rede – atividade de TEE  
(preços constantes 2016)**



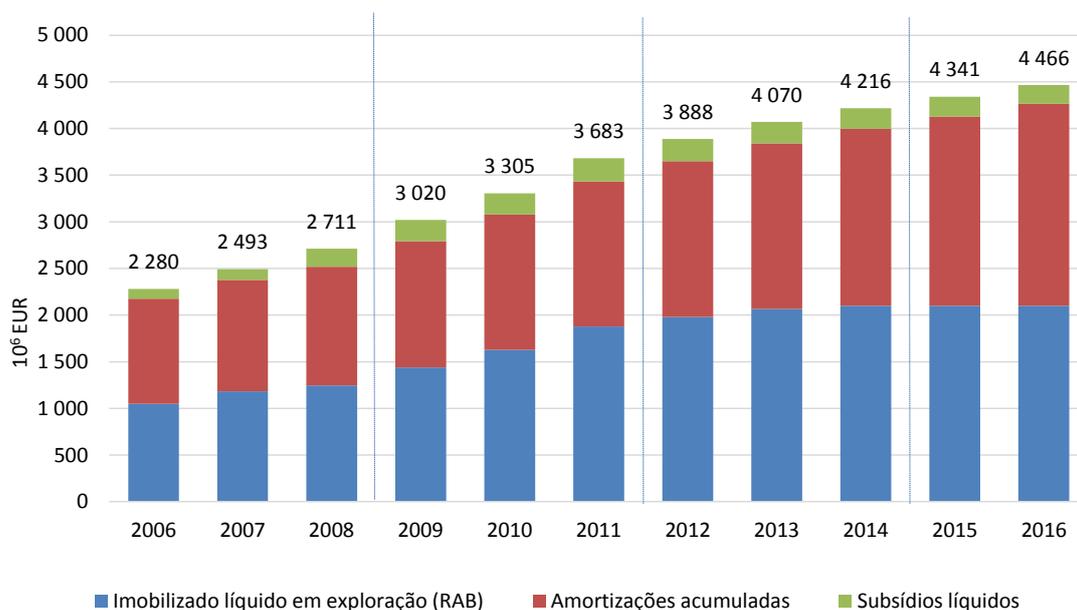
Conforme já referido, até 2008 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX da atividade de TEE, enquanto a partir de 2009 aplicou-se o mecanismo de custos incrementais. Assiste-se, a partir do ano de 2010, a uma inversão da tendência dos custos, passando os custos unitários reais, quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, a serem inferiores aos custos unitários aceites.

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. Desta revisão resultou uma inversão do observado entre 2010 e 2014, passando os custos unitários reais, quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, a ser superiores aos custos unitários aceites.

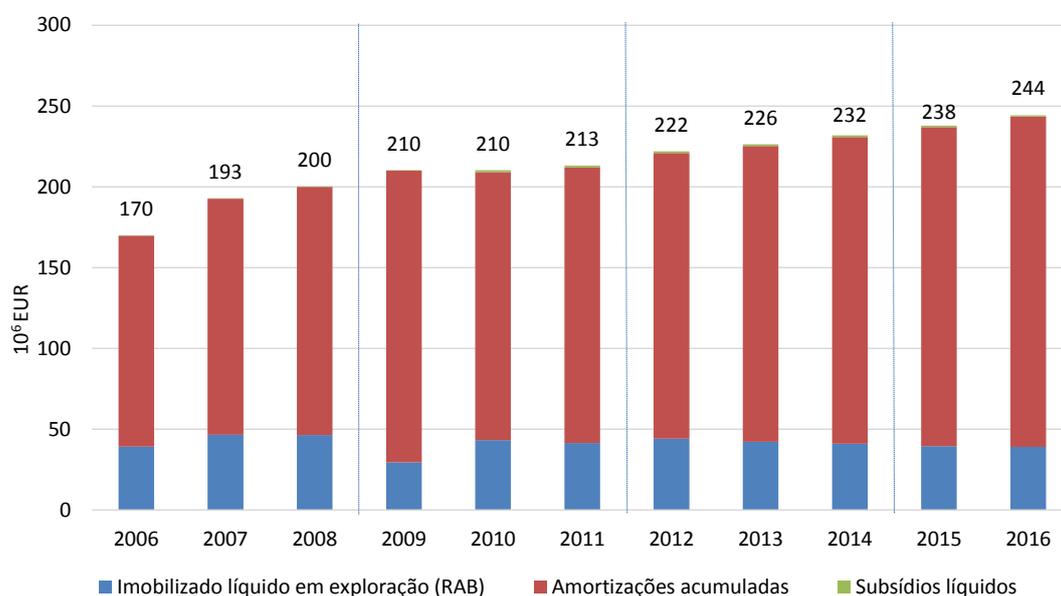
### 3.3 ANÁLISE DOS ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

A Figura 3-5 e a Figura 3-6 apresentam, a evolução dos ativos regulados afetos às atividades de TEE e de GGS.

**Figura 3-5 - Evolução do ativo – atividade de TEE**



**Figura 3-6 - Evolução do ativo – atividade de GGS**



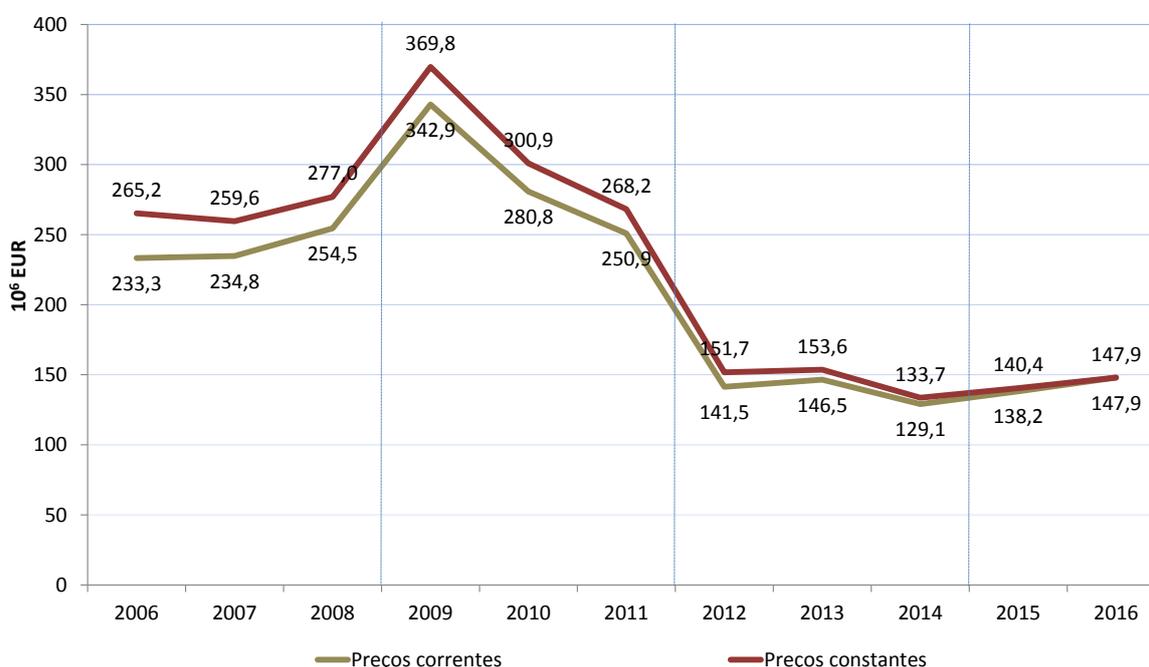
Como se pode observar as figuras evidenciam:

- Um acréscimo do imobilizado líquido em exploração (RAB) na atividade de TEE, decorrente, sobretudo, de novos investimentos, que são na sua maioria valorizados a custos de referência;

- Um ligeiro crescimento, acima dos 2,5% ao ano, entre 2014 e 2016 no imobilizado da atividade de GGS; e
- O valor do RAB médio do período considerado nas atividades da TEE e da GGS é de 1 708 milhões de euros e de 41 milhões de euros, respetivamente.

A Figura 3-7 apresenta a evolução a preços correntes e a preços constantes de 2016 dos valores dos investimentos a custos reais da atividade de TEE.

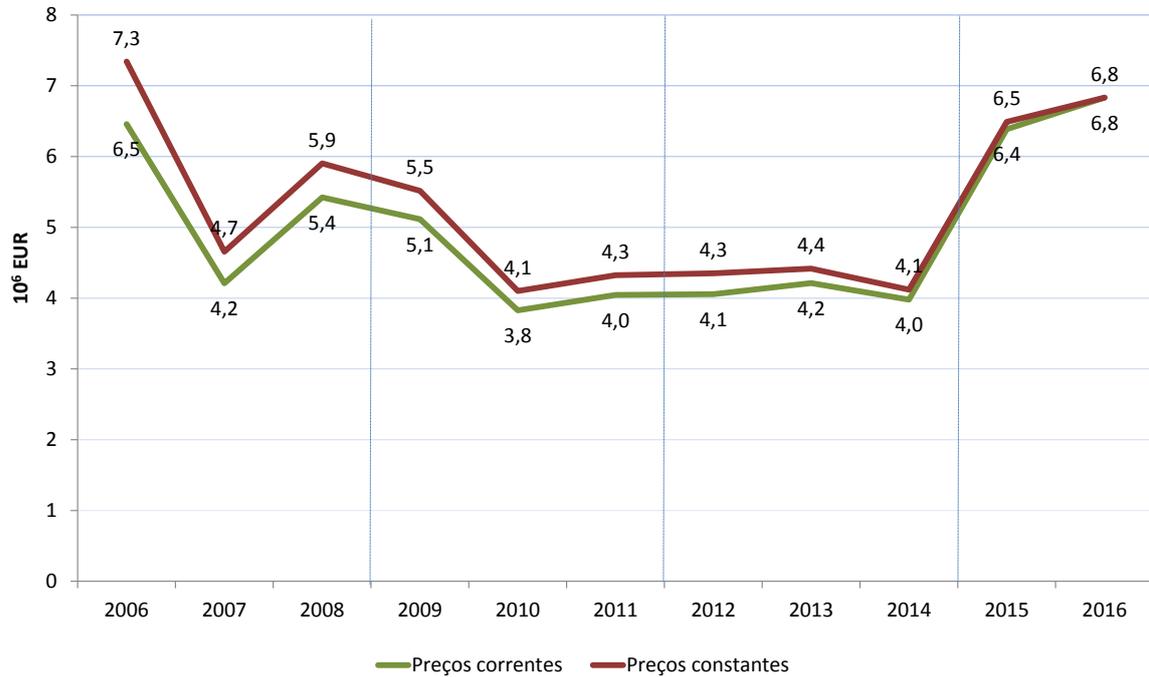
**Figura 3-7 - Evolução do investimento – atividade de TEE**



Verifica-se, até 2009 um crescimento contínuo do investimento. A partir desse ano assiste-se a um ponto de viragem do volume de investimento, que atinge, em 2014, o valor mais baixo. Em 2015 e 2016 ocorreu uma ligeira inversão dessa tendência de queda.

A Figura 3-8 apresenta o comportamento do investimento realizado na atividade de GGS.

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

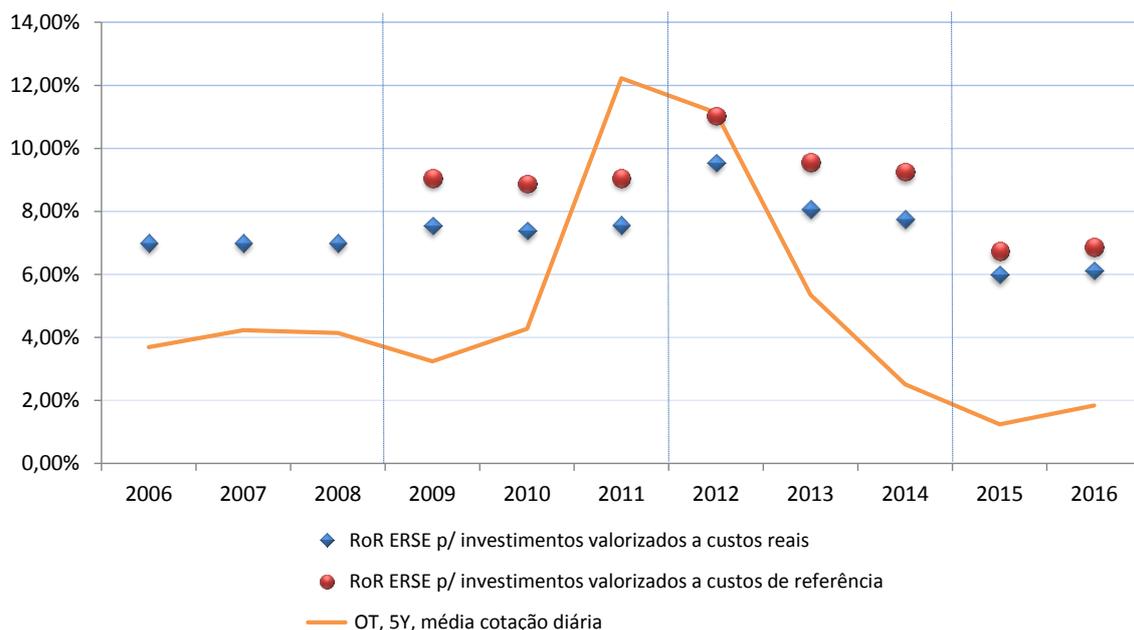


Nesta atividade, no período compreendido entre 2010 e 2014 os valores do investimento situaram-se próximos dos 4 milhões de euros, tendo observado um crescimento acentuado em 2015 e 2016 para valores próximo dos 7 milhões de euros.

### 3.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

A Figura 3-9 apresenta a evolução das taxas de remuneração da atividade de TEE. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta, igualmente, a evolução das OT a 5 anos.

Figura 3-9 - Taxa de remuneração



Até 2008, observa-se uma relativa estabilidade do ROR definido pela ERSE, uma vez que não existiu até esse ano razões substanciais para uma variação do custo de capital entre períodos de regulação. Com a aplicação do mecanismo de custos de referência, a partir de 2009 foram aplicadas duas taxas de remuneração, com e sem prêmio: aos investimentos valorizados a preços de referência aplica-se uma taxa de remuneração com um prêmio de 75 pontos base<sup>10</sup> face à taxa aplicada aos ativos valorizados a custos históricos.

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 prêmio 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).

<sup>10</sup> Até 2015 o prêmio face à taxa aplicada aos ativos valorizados a custos históricos foi de 150 pontos base.

Em 2016, os RoR registaram um ligeiro aumento, nomeadamente por efeito do incremento na taxa de remuneração dos ativos de 5,99% em 2015 para 6,13% em 2016, resultante do mecanismo de indexação às *yields* das obrigações da República Portuguesa a 10 anos.

Registe-se que apenas nos anos de 2011 e 2012, a taxa de remuneração foi inferior ao valor médio das *yields* das OT a 5 anos.

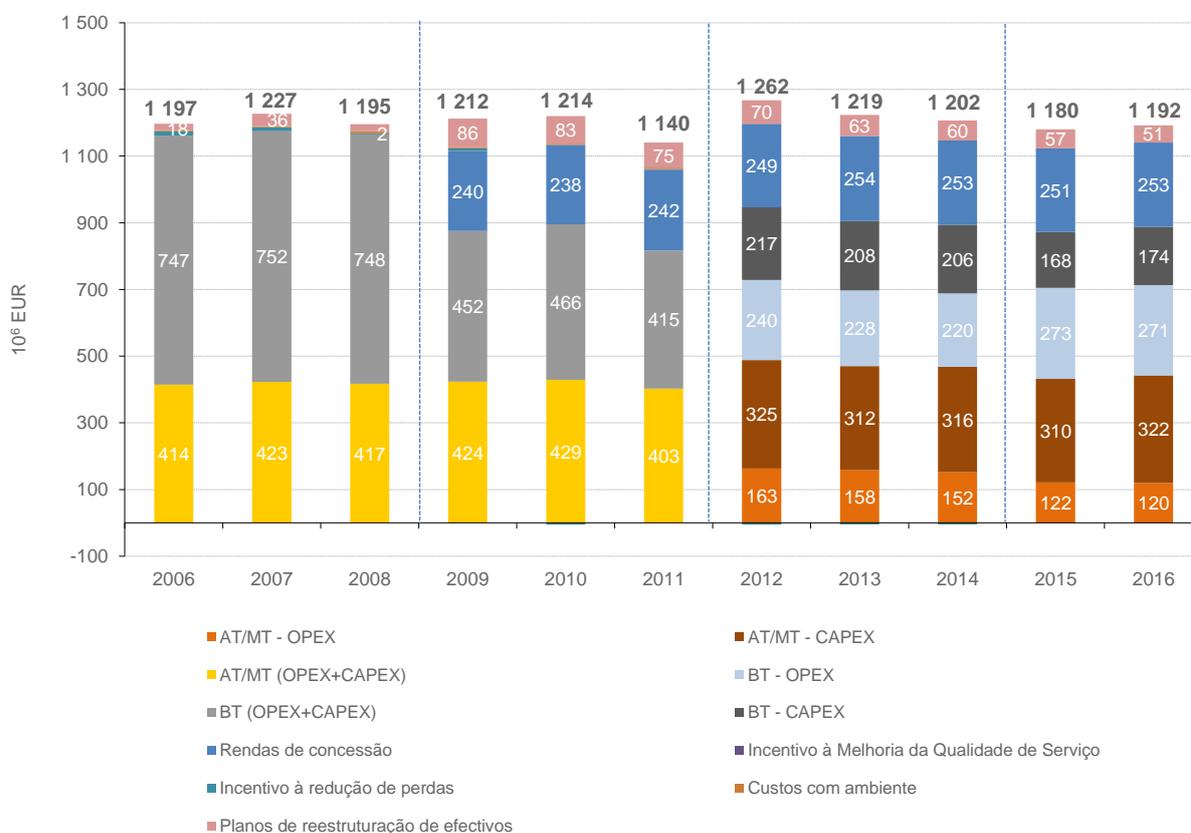


## 4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

### 4.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A Figura 4-1 apresenta a evolução dos proveitos 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>11</sup>**  
(preços correntes)



Como se observa, os proveitos permitidos da atividade de distribuição não têm sofrido alterações significativas ao longo do período em análise, apesar das diversas alterações ocorridas na forma de regulação. Até 2011, a atividade de distribuição de energia elétrica foi regulada por *price cap*, aplicada

<sup>11</sup> Não incluem o efeito dos ajustamentos

tanto ao OPEX como ao CAPEX. Esta situação é visível na Figura 4-1, na qual há a destacar o facto das rendas de concessão, que até 2009 estavam incluídas nos custos sujeitos a metas de eficiência, após esse ano passam a ser consideradas numa rubrica de custos fora do *price-cap*. É igualmente de referir outra das componentes de custos aceite fora da base de custos sujeita a eficiência – custos com planos de reestruturação de efetivos<sup>12</sup>. Esta rubrica juntamente com as rendas de concessão representam, nos últimos anos, mais de 25% do total dos proveitos. 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 de custo aceite. Desta forma, a partir de 2012 é possível a desagregação do OPEX e do CAPEX por nível de tensão, visível na figura anterior. Tendo em conta essa desagregação é possível verificar o elevado peso que os custos diretamente relacionados com a atividade regulada (componente do OPEX e dos planos de reestruturação de efetivos)<sup>13</sup> têm nos proveitos totais, representando mais de 36%.

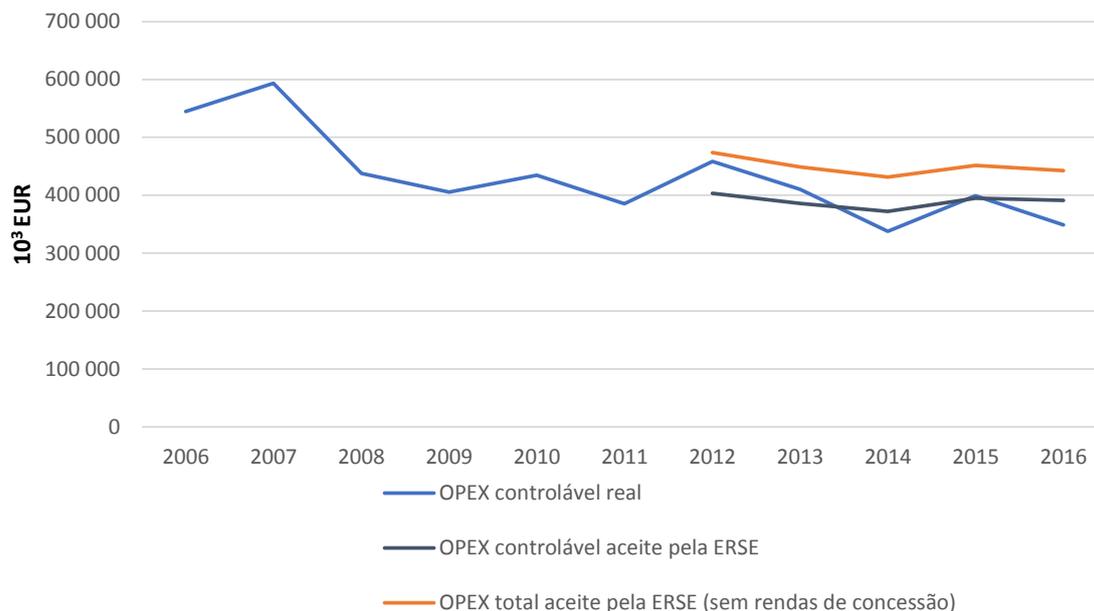
Numa análise mais específica sobre o OPEX, apresenta-se de seguida a evolução daquela componente. Saliente-se que dada a metodologia de regulação aplicada até 2012, o valor real aceite pela ERSE em sede de ajustamentos só existe desde então. Até essa data não é possível diferenciar os custos reais do OPEX dos custos reais do CAPEX.

---

<sup>12</sup> Programa de Apoio à Reestruturação (PAR), Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e Programa de Ajustamento de Efetivos (PAE). Até 2009 apenas o PAR (Programa de Apoio à Reestruturação) estava fora da base de custos sujeita a eficiência.

<sup>13</sup> As rendas de concessão são um *pass-through*, não representando um custo da própria atividade.

**Figura 4-2 - Evolução do OPEX  
(preços correntes)**



Nota: Em análises anteriores, a comparação era feita entre valores reais empresa com valores aceites em tarifas, atualmente substituiu-se esta série pelos valores aceites para ajustamentos.

Nesta análise são também apresentados os valores do OPEX total aceite pela ERSE em sede de ajustamentos, 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>14</sup>, foram considerados nas demonstrações de resultados, em anos anteriores, aquando da constituição das respetivas provisões.

De referir que a alteração do normativo contabilístico, decorrente da passagem de POC para IFRS, não teve em termos regulatórios impacto nos custos considerados de modo a não alterar, de forma exógena, o nível de custos recuperado através das tarifas.

Como se observa pela Figura 4-2, os custos da empresa têm vindo a decrescer, tendo-se situado desde 2014 (com exceção, ligeiramente, do ano de 2015) abaixo dos custos reais aceites pela ERSE, o que demonstra o esforço da empresa em ultrapassar as metas de eficiência impostas pelo regulador.

De registar que as oscilações verificadas ao nível dos custos decorrem principalmente da rubrica de custos com pessoal (incluindo os benefícios aos empregados) e das provisões. De destacar os anos de 2006 e

<sup>14</sup> O PAR, no quadro do antigo POC, foi considerado um ativo regulatório.

2007 onde se registou o aumento das provisões decorrente da constituição da provisão relativa ao Programa de ajustamento de Efetivos (PAE), os anos de 2011 e 2013, cuja redução de custos resultou, respetivamente, da redução de custos com a racionalização de recursos humanos (*curtailment*) e da redução da componente financeira do fundo de pensões e atos médicos (*unwinding*) pela redução da taxa de desconto, o ano de 2014, no qual se verificou uma redução significativa dos custos reais da empresa, justificado pela revisão do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) (como grande parte dos efeitos foram contabilizados nesse ano, observou-se em 2015 uma reposição do nível de custos) e o ano de 2016, ano em que se registou uma reversão de provisões significativa.

A diminuição da base de custos considerada para o período regulatório iniciado em 2015 aproximou os custos considerados em tarifas ao nível verificado entre 2014 e 2016.

## 4.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

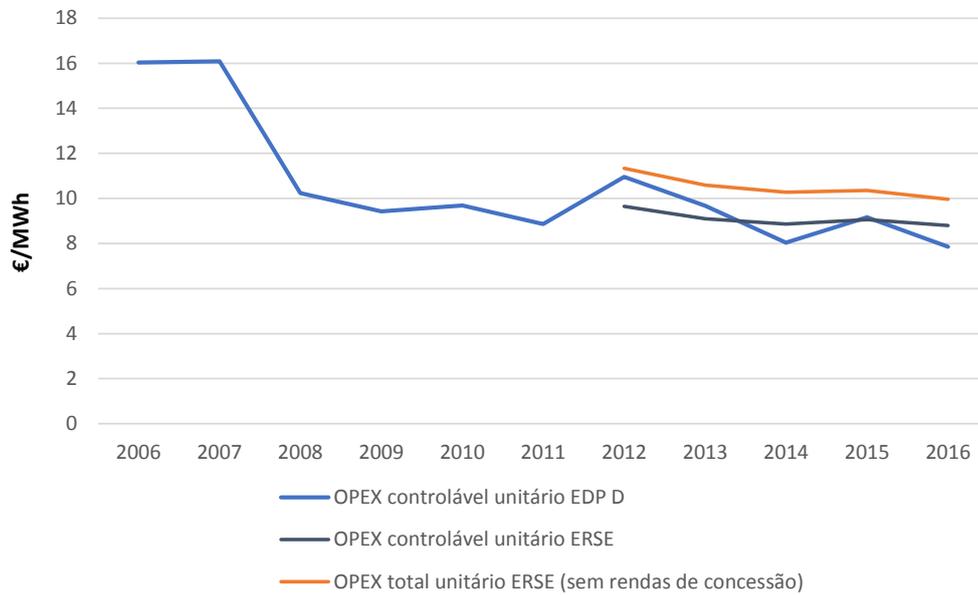
Nas Figura 4-3 e Figura 4-4 apresentam-se os custos unitários pelos dois indutores de custo considerados na atividade de distribuição: energia e clientes<sup>15</sup>. Para além do OPEX controlável, e à semelhança do que foi feita na Figura 4-2, também se consideram nesta análise os montantes associados aos planos de reestruturação de efetivos aceites fora da base de custos.

---

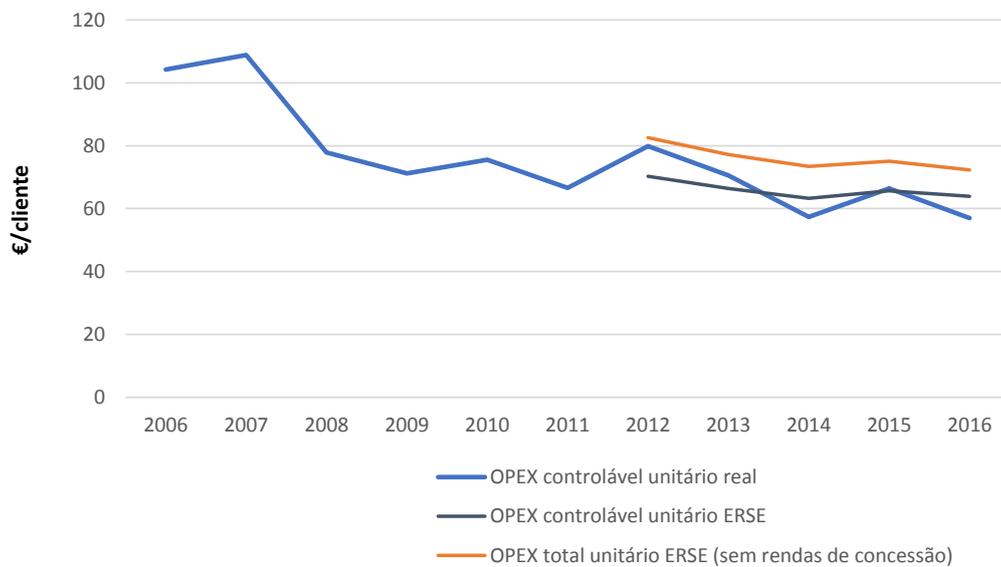
<sup>15</sup> OPEX ERSE correspondem aos proveitos permitidos associados ao OPEX recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos, por unidade física.

OPEX EDP D correspondem aos valores de OPEX verificados e apresentados nas contas reguladas auditadas, por unidade física.

**Figura 4-3 - OPEX unitário por energia  
(preços constantes 2016)**



**Figura 4-4 - OPEX unitário por cliente  
(preços constantes 2016)**



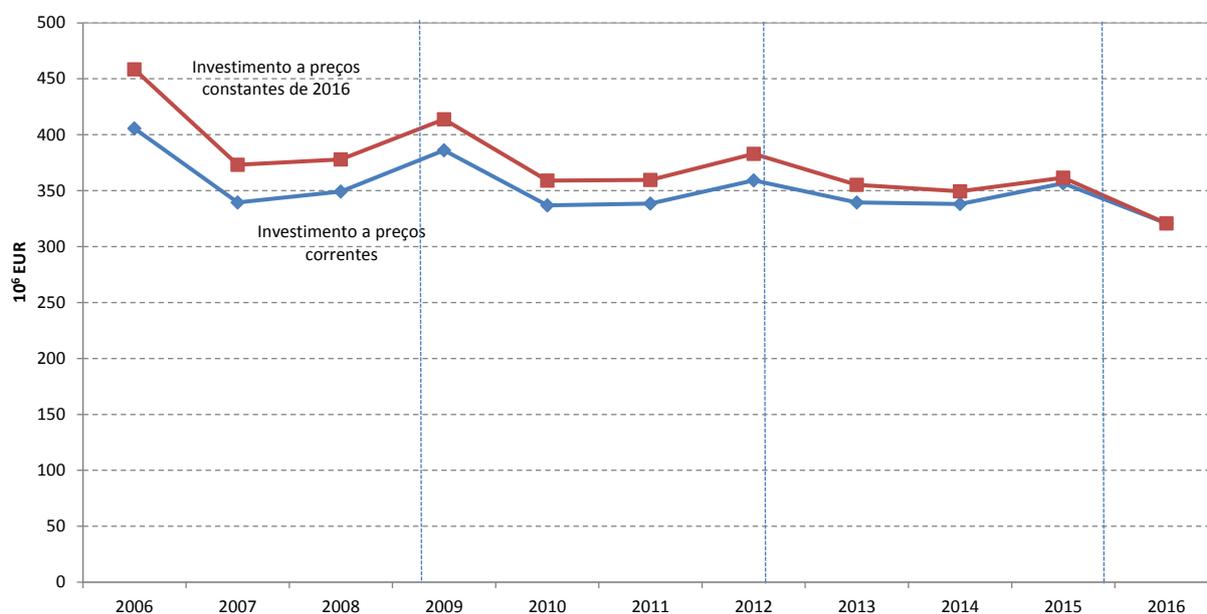
Pelas figuras anteriores é possível observar que em termos unitários, os custos reais têm registado um decréscimo no período em análise, principalmente em 2008, ano onde se verificou uma subida acentuada da energia distribuída e do número de clientes.

Em 2012 assiste-se a um aumento dos custos unitários, pois neste ano para além do aumento verificado nos custos, a quebra verificada no nível de consumo e no número de clientes<sup>16</sup> justificam a evolução crescente nestes dois indicadores. De 2013 a 2016, o decréscimo observado 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. Em termos de custos de exploração unitários aceites pela ERSE, 2016 foi o ano em que estes custos foram mais baixos.

### 4.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

Na Figura 4-5 observa-se uma diminuição do esforço de investimento da EDP Distribuição até 2009 e, a partir desse ano, a estabilidade do nível de investimento em torno de 350 milhões de euros por ano, verificando-se em 2016 uma ligeira redução. Este facto pode ser justificado pelas decisões da empresa de forma a adaptar as necessidades de investimento à evolução da atividade económica e ou das condições da própria rede de distribuição.

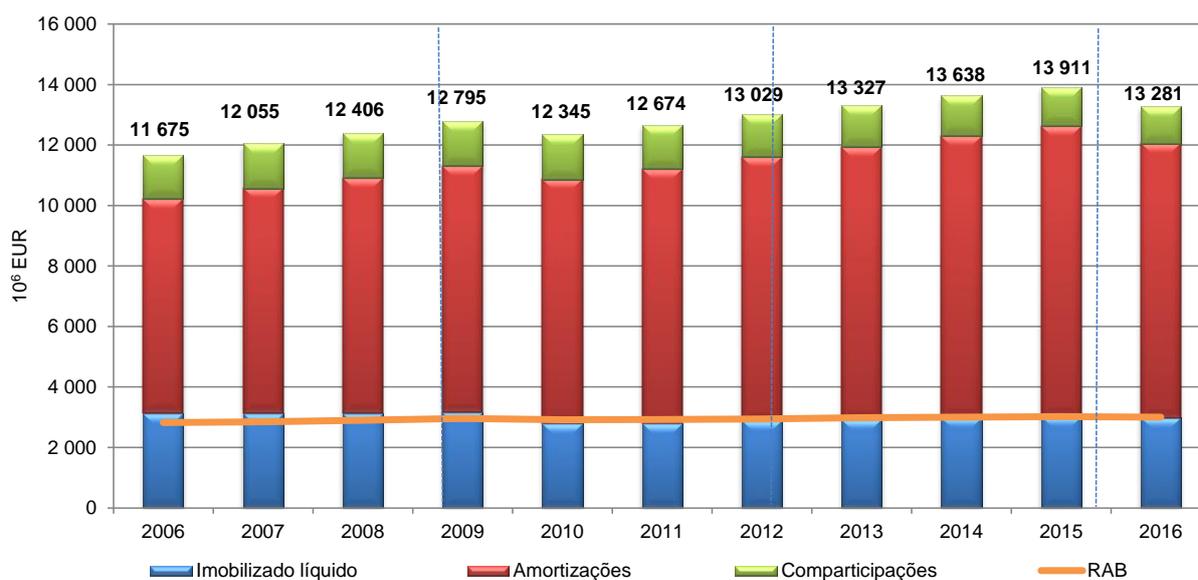
Figura 4-5 - Evolução do investimento



<sup>16</sup> 2012 é o primeiro ano dentro do período analisado em que se verifica uma redução no número de clientes.

A Figura 4-6 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. Registe-se, no entanto, uma redução do peso do ativo líquido face ao ativo bruto, que se deverá ao facto do nível de investimento atual ser inferior ao verificado no passado, embora seja suficiente para repor o nível do imobilizado, e ao montante significativo de abates registado em 2016.

Figura 4-6 - Evolução do ativo

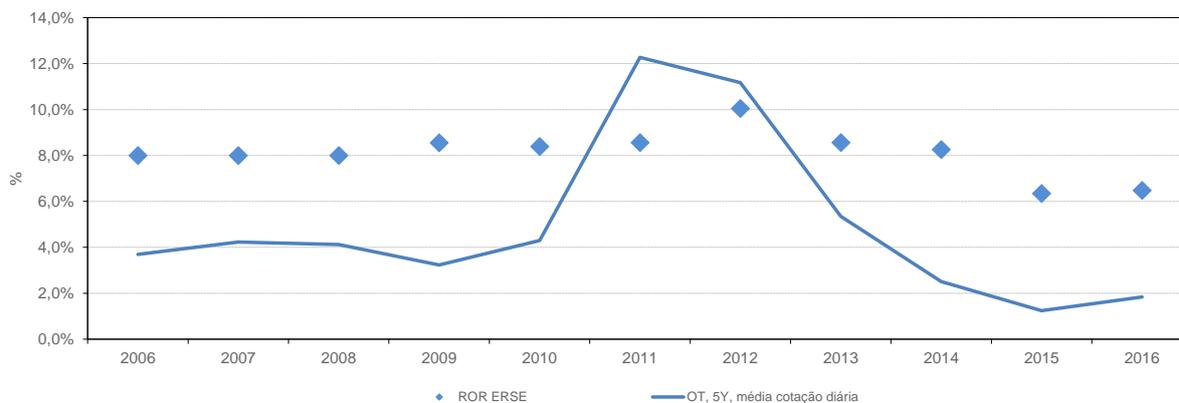


Não se pode deixar de referir na análise do ativo a questão já mencionada anteriormente relativa à transição do normativo contabilístico de POC para IFRS. O efeito regista-se ao nível da base de ativos que é acrescida dos ativos que deixaram de ser capitalizados com a passagem para IFRS, nomeadamente, encargos de estrutura, e ao nível das amortizações do exercício que também são acrescidas das amortizações relativas aqueles ativos, o que torna a série comparável. A partir de 2018 estes ativos estarão totalmente amortizados e deixarão de ser considerados no RAB.

#### 4.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

Na Figura 4-7 é apresentada a taxa de remuneração definida pela ERSE em cada período de regulação. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 5 anos.

Figura 4-7 - Taxa de remuneração



Numa primeira análise da figura anterior é possível concluir pela estabilidade do RoR definido pela ERSE, uma vez que não existiu até ao período de regulação 2009-2011 razão para uma variação do custo de capital entre períodos de regulação.

Em 2015 destaca-se a redução do RoR ERSE, tendo passado de uma taxa de 8,26% em 2014 para uma taxa de 6,34% em 2015.

Registe-se que apenas em 2011 e 2012 a taxa de remuneração foi inferior ao valor médio das *yields* das OT a 5 anos.

## 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.

Adicionalmente, apresentando esta atividade valores muito reduzidos de ativos fixos, na medida em que foi constituída por destacamento da EDP D, na sequência de imposições legais, optou-se por remunerar as necessidades de capital circulante resultante do diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos. A margem de comercialização visava a remuneração do fundo de maneo 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 entanto, uma mudança no modelo de faturação da EDP – Soluções Comerciais (EDP SC) descontinuou a informação relativa aos processos comerciais, necessários ao cálculo dos proveitos permitidos da EDP SU. Assim, no período regulatório 2015-2017 a ERSE estabeleceu como indutor para a componente variável o número de clientes devido à intensificação da saída dos mesmos para o mercado. Adicionalmente, estabeleceu nesse período regulatório uma rubrica de custos não controláveis, que se justificou dadas as particularidades da atividade de comercialização. Esta componente de custos não controláveis foi estabelecida, sendo que anual e casuisticamente a mesma deveria ser analisada.

O gráfico infra apresenta a evolução do número médio de clientes da EDP SU, o qual atesta a redução acentuada da atividade da EDP SU ao longo dos últimos anos, bem como a quebra estimada até 2017.

A Figura 5-1 ilustra esta situação:

## 5.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

**Figura 5-1 - Proveitos permitidos reais<sup>17</sup>**  
(preços correntes)



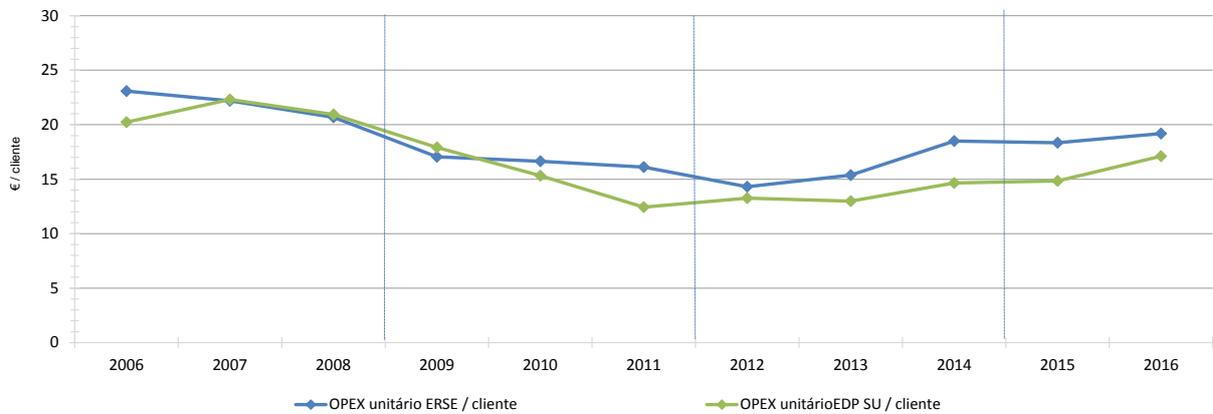
De acordo com a figura verifica-se que, em termos globais, os proveitos permitidos têm registado uma tendência decrescente, sendo que nos últimos 3 anos reais os proveitos decresceram cerca de 23% em média. Este decréscimo acentuado dos proveitos permitidos é explicado por uma diminuição da atividade, decorrente da extinção de tarifas e da conseqüente saída dos consumidores para o mercado liberalizado.

## 5.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

A Figura 5-2 apresenta a evolução dos custos unitários por cliente aceites em ajustamentos pela ERSE, bem como os valores reais incorridos pela empresa.

<sup>17</sup> Não incluem o efeito dos ajustamentos.

**Figura 5-2 - Custos unitários por cliente  
(preços constantes 2016)**



Conforme se pode observar pela figura acima, pese embora o OPEX unitário por cliente (valores EDP SU) tenha registado, genericamente, um comportamento decrescente até 2011, a partir desse ano inverteu-se a tendência, motivada pelo processo de extinção de atividade da empresa e do conseqüente ritmo de saída dos clientes para o mercado superior ao decréscimo registado no OPEX. A existência nesta atividade de custos fixos de curto e médio prazo justifica este desalinhamento.

O desempenho da empresa no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador permite concluir que, com a introdução de metas de eficiência em 2009, se observa um afastamento dos custos reais face aos custos aceites pela ERSE, tendo a EDP SU evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE e conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.

Registe-se, no entanto, que esta análise incide apenas nas rubricas que concorrem para a base de custos sujeita à aplicação do *price-cap*, tendo-se vindo adicionalmente a verificar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas.



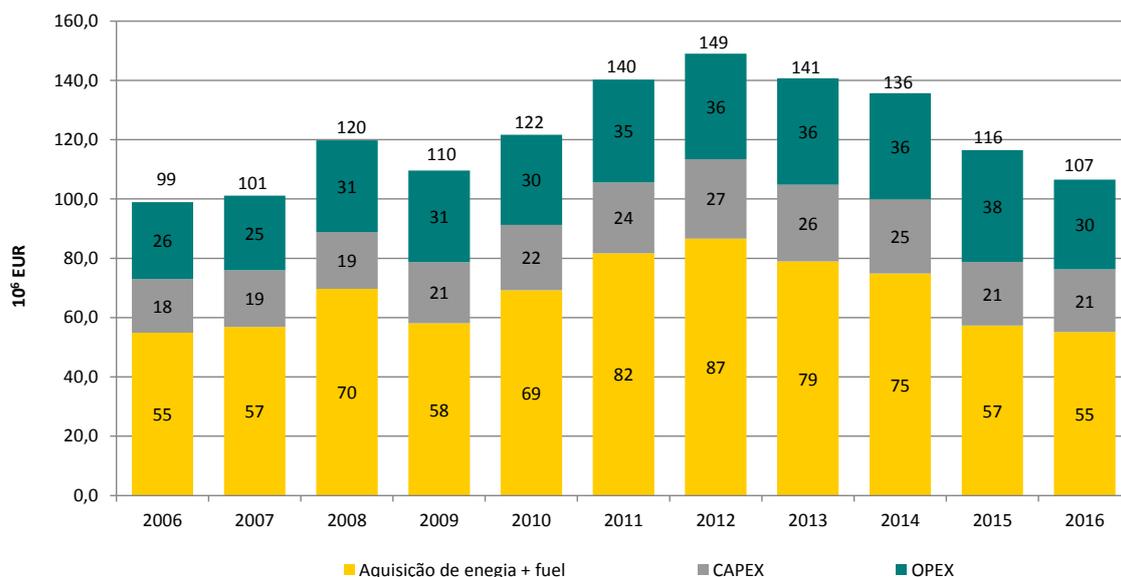
## 6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

### 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>18</sup> – AGS EDA  
(preços correntes)**



A Figura 6-1 permite observar uma redução gradual do OPEX, com exceção do ano de 2015 e a estabilização do CAPEX a partir de 2015. O valor mais baixo dos proveitos permitidos observado entre 2015 e 2017 deve-se, também, à redução dos custos com combustíveis registada nesse período.

Importa referir que, nesta atividade, o OPEX inclui custos que não são 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 gasóleo e lubrificantes.

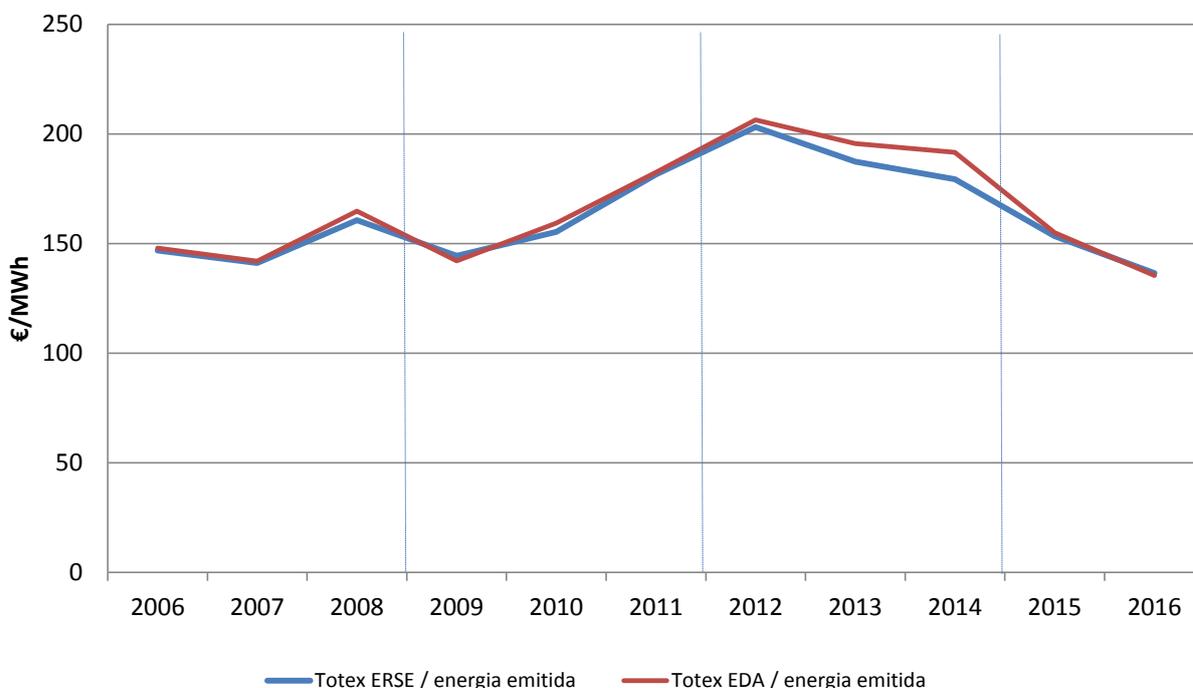
<sup>18</sup> Não inclui ajustamento

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 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, optou-se por uma análise do TOTEX<sup>19</sup> unitário, conforme ilustra a Figura 6-2.

**Figura 6-2 - TOTEX por energia<sup>20</sup> EDA  
(preços constantes de 2016)**



Conforme se pode observar, assiste-se desde 2013 a uma redução do TOTEX em termos unitários, o qual é sobretudo motivado pela à redução dos custos com combustíveis. O crescimento acentuado do TOTEX por unidade de energia entre 2010 e 2012 resulta do decréscimo verificado na energia emitida, decorrente da quebra verificada no consumo.

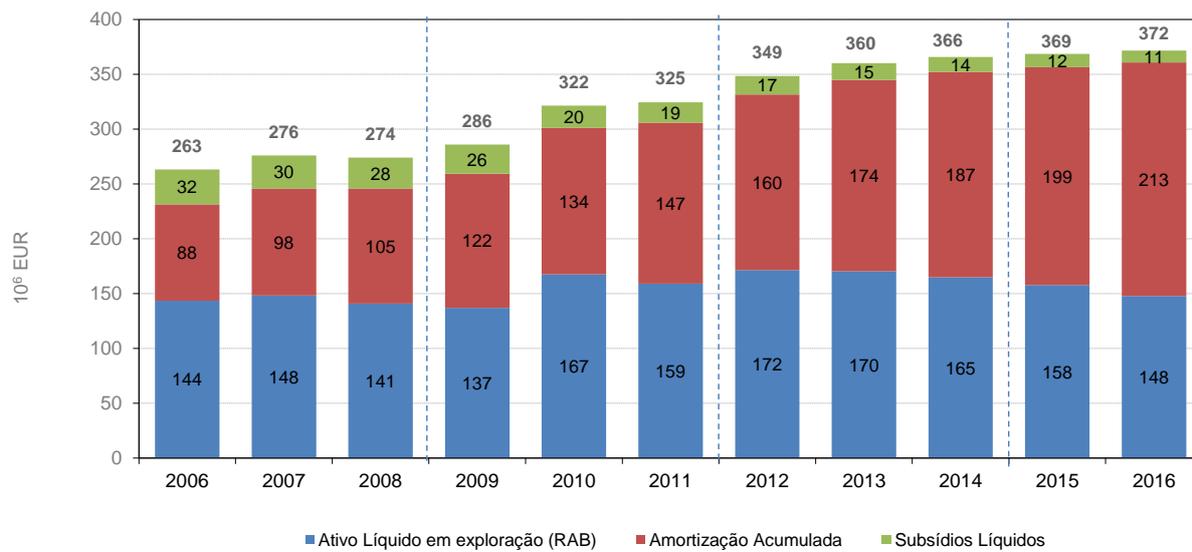
<sup>19</sup> OPEX+CAPEX

<sup>20</sup> Energia emitida

## 6.1.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

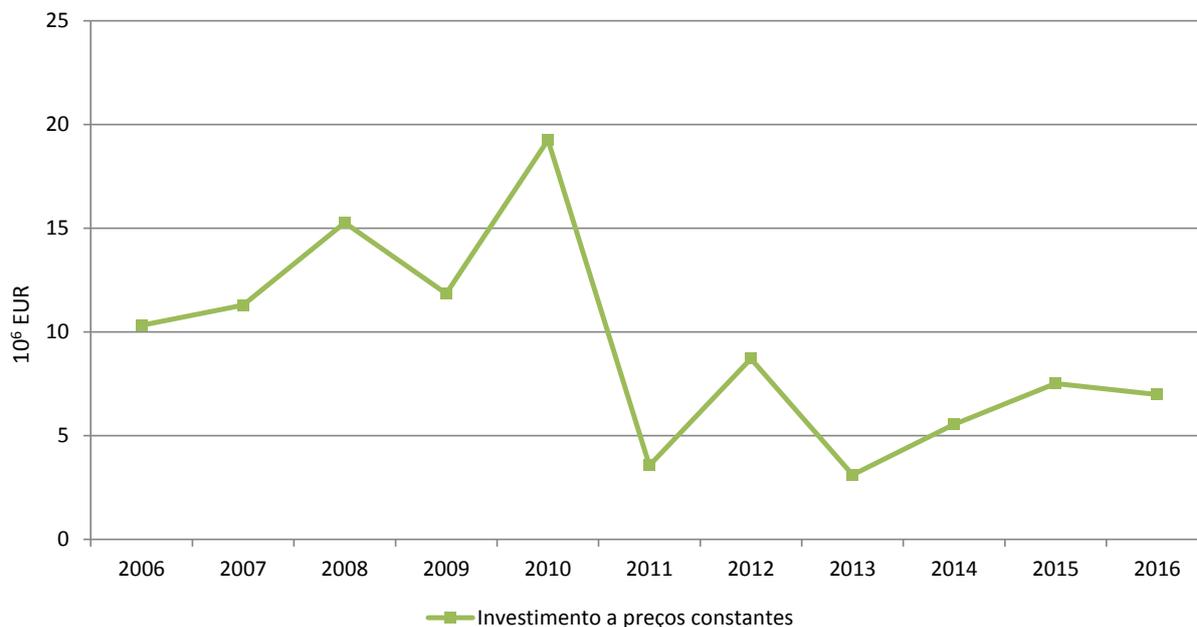
A Figura 6-3 evidencia um acréscimo constante do ativo bruto da EDA, sendo que o ativo líquido em exploração (RAB) nos últimos anos apresenta uma redução gradual.

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 potência, 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 potência pode não haver investimentos expressivos durante alguns anos.

Figura 6-4 - Evolução do investimento da AGS EDA



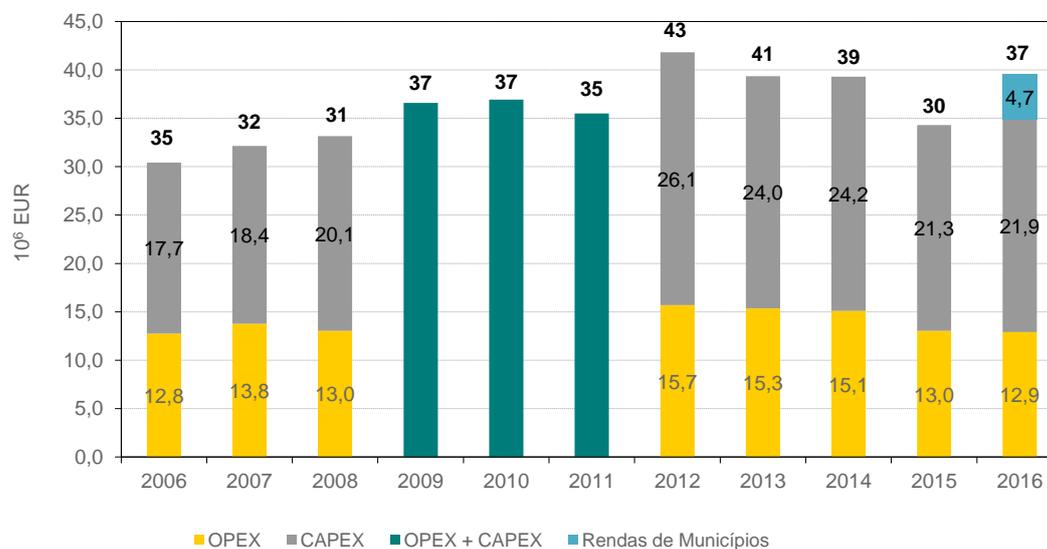
## 6.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 6.2.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), os proveitos permitidos cresceram nos últimos dois anos, sobretudo 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>21</sup>. No período de regulação 2009-2011, a atividade de DEE que até então era regulada por custos aceites em base anual, passou a ter por base um modelo de regulação assente no estabelecimento de metas de eficiência, ao nível do TOTEX. Nos períodos de regulação 2012-2014 e 2015-2017, o OPEX manteve-se regulado com metas de eficiência, enquanto a regulação do CAPEX passou a basear-se em custos aceites anualmente.

<sup>21</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.

**Figura 6-5 - Proveitos permitidos reais<sup>22</sup> – DEE EDA  
(preços correntes)**



Importa referir que, parte do acréscimo verificado entre 2008 e 2009, decorre de alterações regulamentares, nomeadamente da transferência de custos associados à comercialização de redes da atividade de CEE para a atividade de DEE, o que originou a respetiva transferência de custos entre estas duas atividades.

### 6.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

Até 2008 aplicava-se uma metodologia de custos aceites no OPEX e no CAPEX da atividade de DEE. A partir de 2009 a atividade passou a ser regulada para um mecanismo de *price cap*. No período regulatório 2012-2014, à semelhança da EDP Distribuição, o CAPEX passou a ser regulado com base em custos aceites anualmente e o OPEX através da aplicação de metas de eficiência.

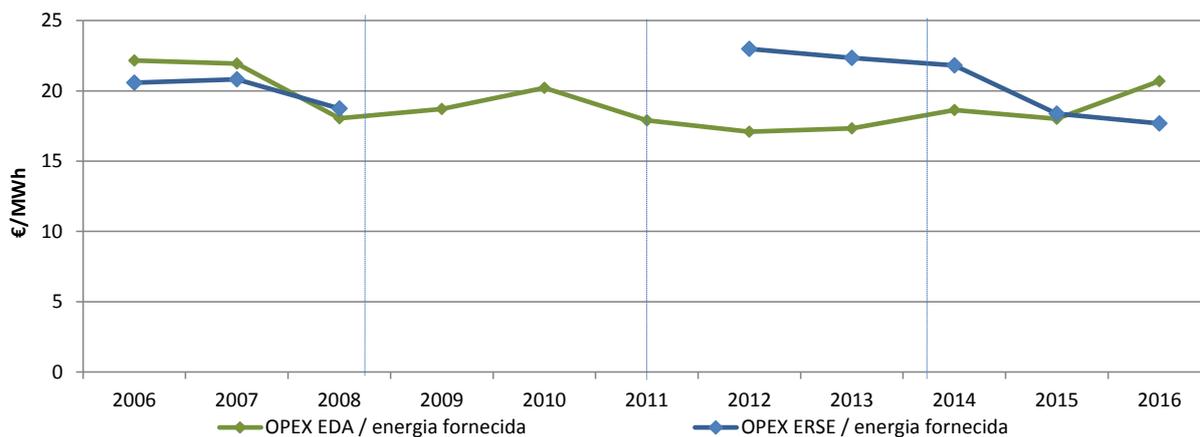
Não é possível desenhar a curva dos custos aceites pela ERSE, dado que a aplicação de um *price cap* à atividade não nos permite destringir o que diz respeito às componentes OPEX e CAPEX.

Ao observar-se a Figura 6-6 podemos concluir que a partir de 2009 existe uma tendência crescente por parte dos custos unitários da energia fornecida pela EDA. Em 2009 e 2010, este acréscimo deve-se ao aumento dos custos de exploração. Em 2015, primeiro ano do período regulatório 2015-2017 adequou-se a base de custos aceites pela ERSE aos custos reais da EDA que nos anos anteriores haviam sido

<sup>22</sup> Não inclui o efeito do ajustamento

inferiores. No anos 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.

**Figura 6-6 - Custos por energia fornecida EDA  
(preços constantes de 2016)**

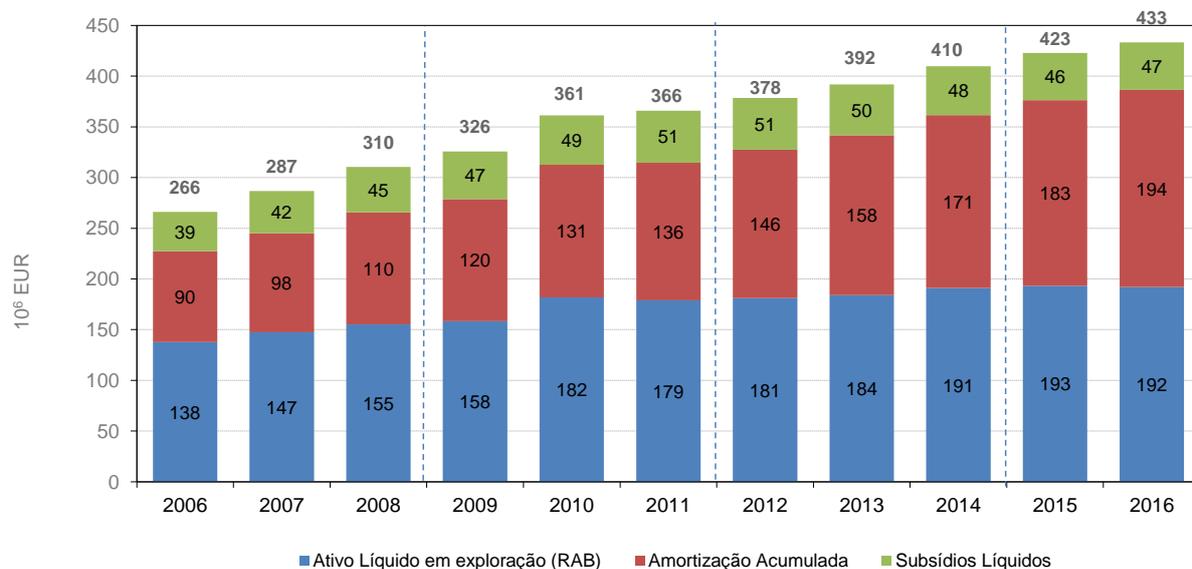


Nota: Não inclui as contrapartidas (rendas) dos municípios.

### 6.2.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

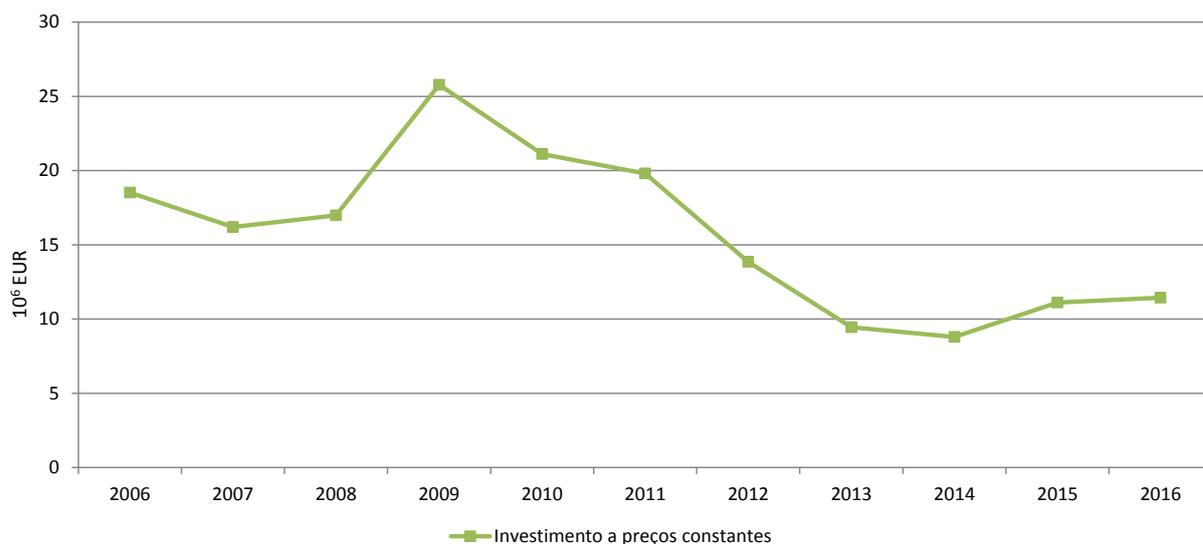
A Figura 6-7 demonstra que o valor de imobilizado líquido em exploração estabilizou nos últimos anos, o que significa que o investimento transferido para exploração tem sido menos expressivo do que as amortizações. Para o período regulatório de 2009-2011, a figura revela ainda que, pese embora se tenha imposto um modelo do tipo *price cap*, em que nem todos os custos da empresa foram reconhecidos, o nível de investimento não implicou uma diminuição do valor RAB.

Figura 6-7 - Evolução do Ativo DEE EDA



Conforme se pode observar na Figura 6-8, os investimentos na DEE revelam um perfil bastante instável, mantendo, até 2009 uma cadência crescente no investimento. Em 2010 inverte-se a tendência, sendo que no ano de 2014 observa-se o investimento com o valor mais baixo de todo o período em análise. Em 2015 e em 2016 ocorre um ligeiro crescimento do investimento na atividade de DEE

Figura 6-8 - Evolução do Investimento DEE EDA



## 6.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

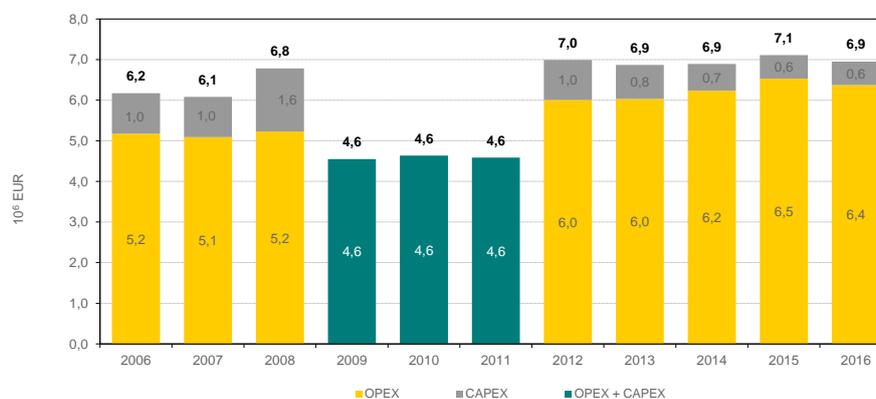
### 6.3.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

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

Refira-se que o decréscimo verificado em 2009 foi motivado, não só por uma maior exigência do regulador, em virtude do início de um novo período regulatório (2009-2011) baseado no estabelecimento de metas de eficiência ao nível do OPEX e CAPEX, como também pela transferência de custos associados à comercialização de redes da atividade de CEE para a atividade de DEE. Este facto originou uma transferência de custos da atividade de CEE para a atividade de DEE, conforme já referido anteriormente.

No que se refere à EDA, verifica-se que em 2012 os proveitos permitidos reais aumentaram significativamente, uma vez que em 2009, 2010 e 2011 os proveitos não recuperaram os custos incorridos pela empresa. Como tal no período regulatório 2012-2014 a ERSE optou por estabelecer novas bases de custos e retirar o CAPEX do âmbito do *price-cap*. Desde 2012 o valor do TOTEX da EDA estabilizou, mantendo-se a um nível muito próximo.

**Figura 6-9 - Proveitos permitidos reais<sup>23</sup> – CEE EDA  
(preços correntes)**



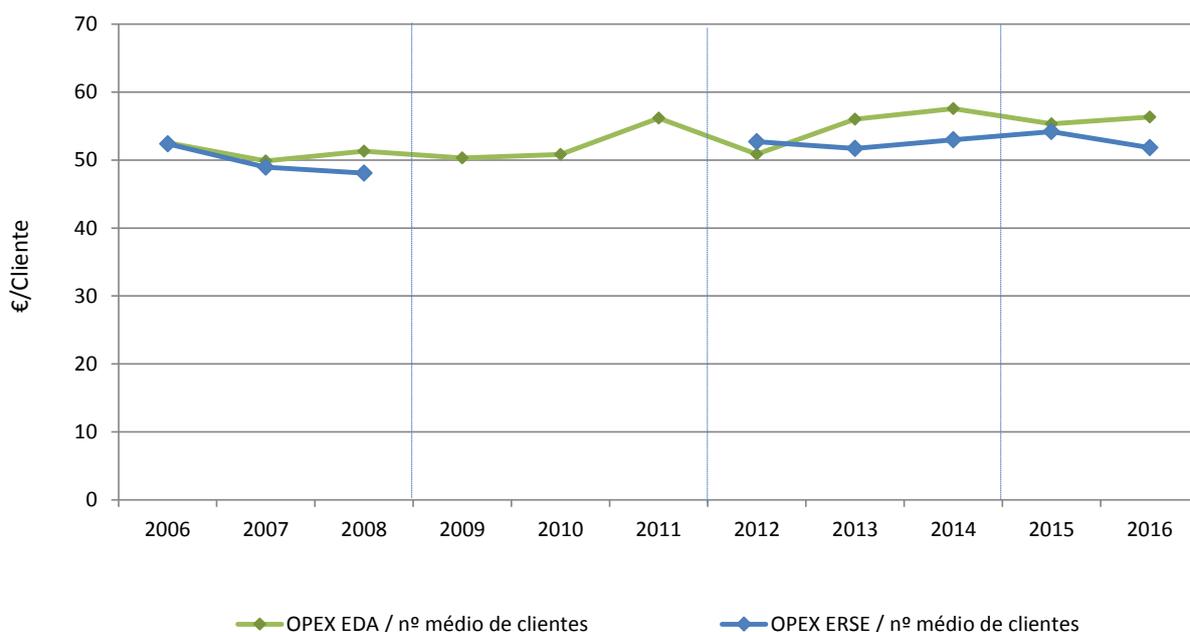
<sup>23</sup> Não inclui o efeito do ajustamento.

### 6.3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

Da observação da Figura 6-10 é possível concluir que, embora os custos reais unitários da EDA sejam superiores aos custos aceites pela ERSE, estes registaram um decréscimo em 2012, o que demonstrava um esforço de redução de custos por parte da empresa. Já em 2013, a EDA voltou a aumentar estes custos unitários, embora não de forma significativa, mantendo-se relativamente estáveis nos anos seguintes. O ano de 2015 revelou uma proximidade entre os valores reais e valores ERSE, por ser o primeiro ano de aplicação da base de custos para o período regulatório 2015-2017.

Refira-se, no entanto, que parte do decréscimo verificado em 2009 decorre da transferência de custos da atividade de CEE para a atividade de DEE.

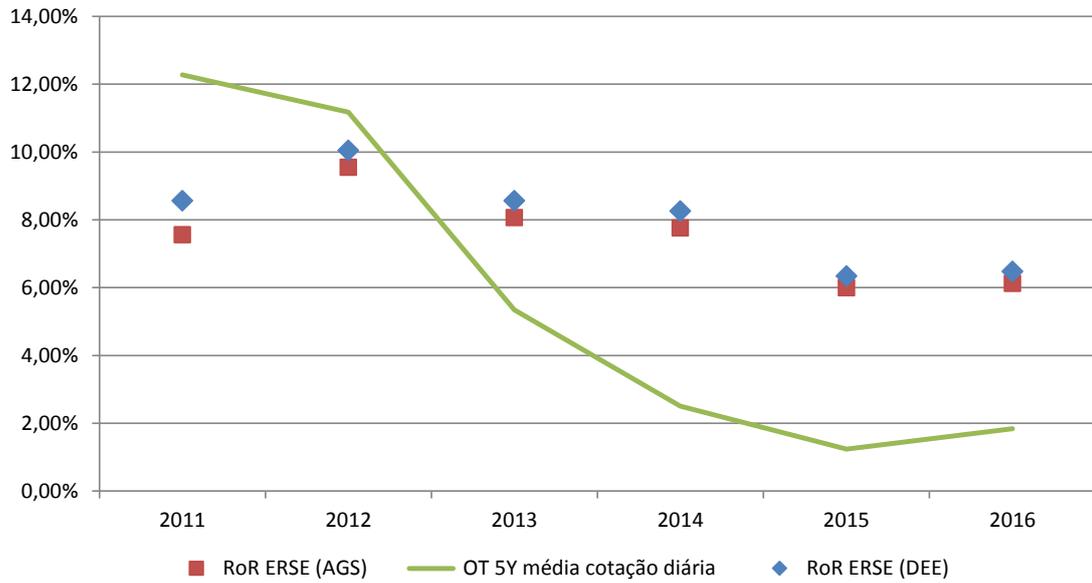
**Figura 6-10 - Custos unitários por cliente EDA  
(preços constantes de 2016)**



### 6.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

A Figura 6-11 apresenta a evolução da taxa de remuneração definida pela ERSE para as várias atividades da EDA. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 5 anos.

Figura 6-11 - Taxa de remuneração



Verifica-se que, tal como para as restantes atividades, o RoR ERSE é superior às yields das OT portuguesas, excetuando os anos de 2011 e 2012, que se justificam pelo aumento significativo da rentabilidade das mesmas.

Pese embora até ao período de regulação 2009-2011 se tenha assistido a uma certa estabilidade do ROR definido pela ERSE, a partir de 2012 começa-se a assistir a uma oscilação das taxas de remuneração dentro do mesmo período regulatório, 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**

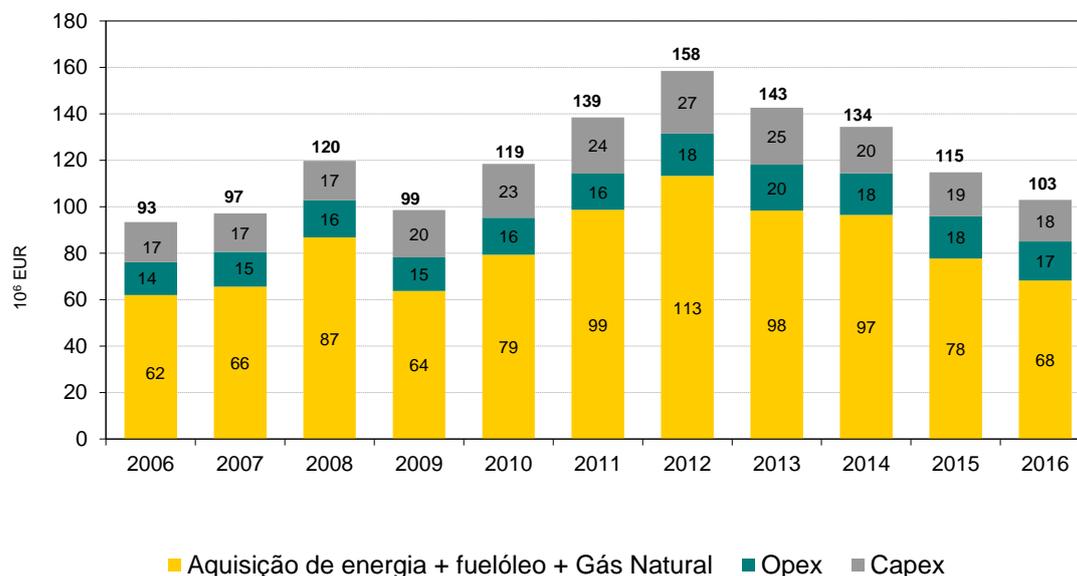
#### **7.1.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

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 lembrar 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>24</sup> – AGS EEM  
(preços correntes)**



De acordo com a Figura 7-1, observa-se um decréscimo sistemático dos proveitos permitidos da EEM afetos à atividade de AGS a partir de 2012.

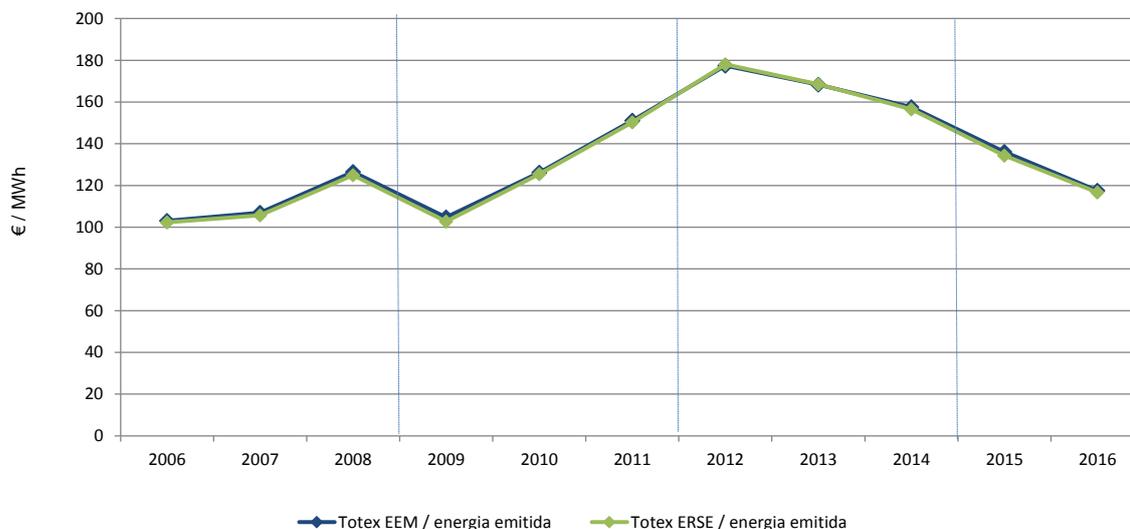
O decréscimo observado nestes anos é motivado, sobretudo, pelo comportamento dos custos com aquisição de combustível, gás natural e aquisição de energia. Recorde-se, neste particular, que os custos com aquisição de combustível estão muito correlacionados com o preço do petróleo, que tem vindo a diminuir, e que são sujeitos à definição de custos de referência por parte da ERSE, desde 2010, tendo-se alargado esta metodologia ao gás natural, com efeitos a partir de 2015, inclusive. A componente de CAPEX tem igualmente registado um decréscimo do longo dos anos, como resposta à contração da procura que se verificou nos últimos anos.

### 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, optou-se por uma análise do TOTEX<sup>25</sup> unitário, conforme ilustra a Figura 7-2.

<sup>24</sup> Não inclui ajustamento

<sup>25</sup> OPEX+CAPEX

Figura 7-2 - TOTEX por energia<sup>26</sup> EEM (preços constantes de 2016)

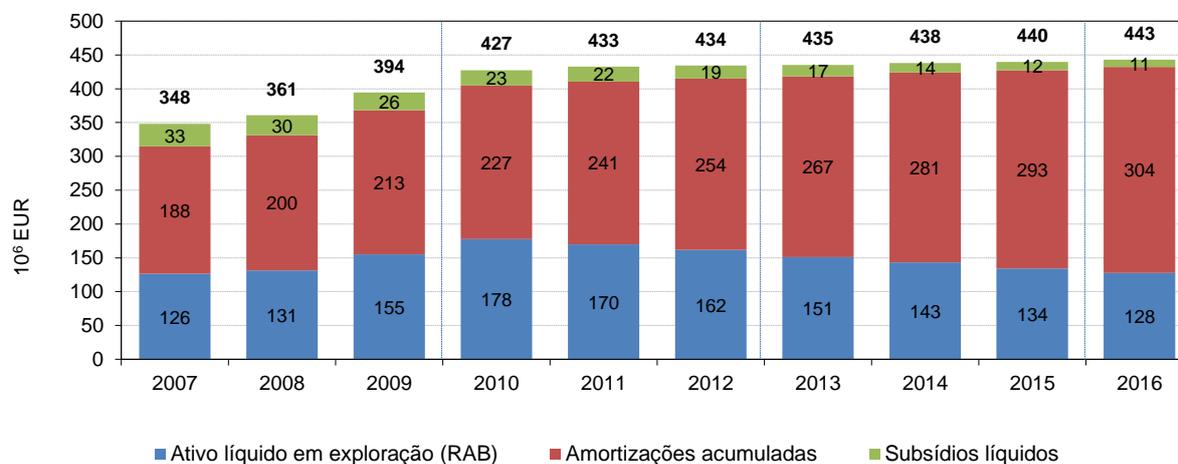
Conforme se pode observar, assiste-se, na generalidade, a uma diminuição do TOTEX em termos unitários, a partir de 2012, o qual é sobretudo motivado pelo custo da energia e pela grande redução ocorrida ao nível dos custos com combustíveis. Esta redução dos custos com combustíveis deve-se, por um lado, ao mecanismo de eficiência imposto pela ERSE ao nível dos custos com aquisição de fuelóleo e, por outro, à alteração do *mix* de combustíveis utilizado pela EEM para produção de energia, com incorporação do gás natural desde 2014.

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>26</sup> Energia emitida

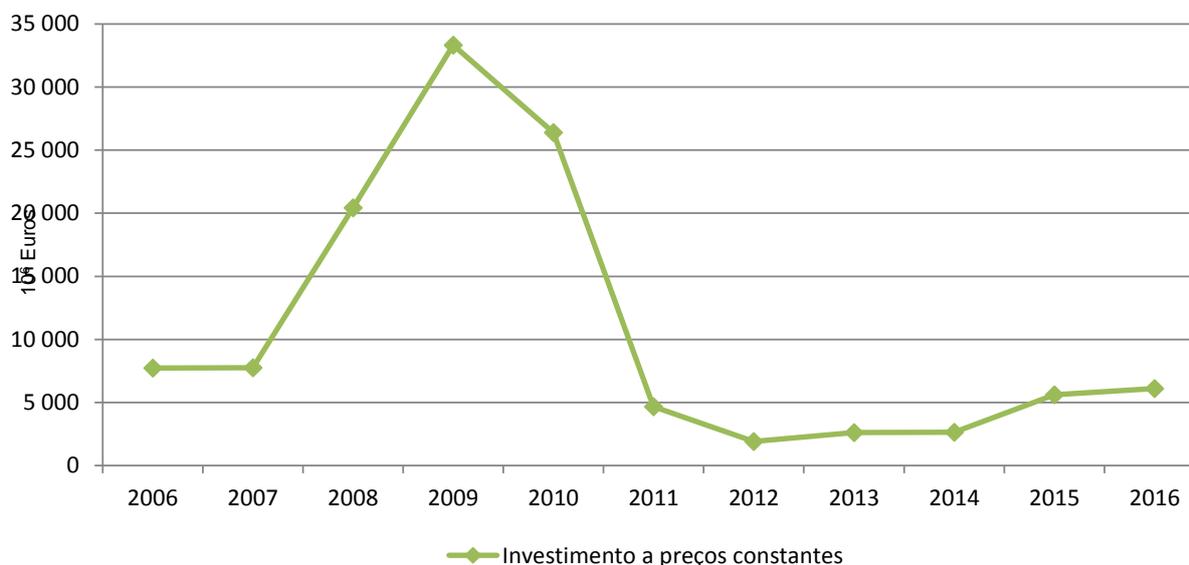
## 7.1.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

Figura 7-3 - Evolução do ativo da AGS



O valor do imobilizado líquido em exploração (RAB) afeto à atividade de AGS não tem apresentado variações significativas ao longo dos anos, sendo de registar uma tendência de ligeiro aumento desde o ano de 2010.

Figura 7-4 - Evolução do investimento da AGS



No que respeita à análise do investimento da AGS, conforme se pode observar na Figura 7-4, este revela um perfil bastante instável, à semelhança do ocorrido na EDA. A volatilidade associada ao investimento na produção deve-se ao facto destes investimentos serem indivisíveis. Com efeito, após a realização de

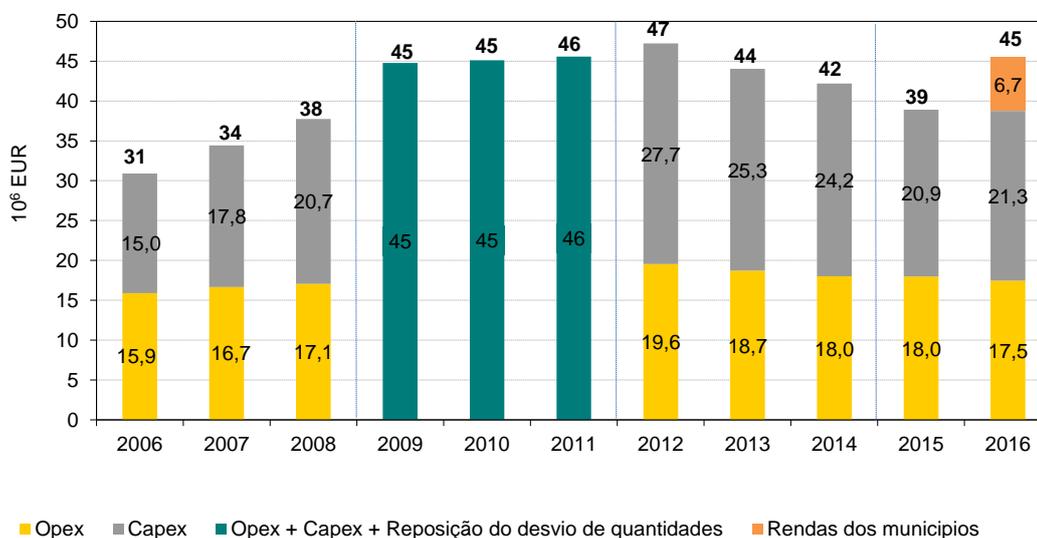
investimentos para satisfazer a procura prevista, pode não haver investimentos expressivos durante alguns anos. Ainda assim, é possível verificar alguma estabilidade de valores no período 2012 a 2014, a níveis historicamente baixos. Os anos de 2015 e 2016 revelam novamente uma ligeira tendência crescente.

## **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 2009-2011, tal como para a EDA, a atividade de DEE, até então regulada por custos aceites em base anual, passou a ter por base um modelo de regulação assente no estabelecimento de metas de eficiência ao nível do TOTEX. 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. No atual período regulatório (2015-2017) mantem-se esta metodologia regulatória, bem como no período regulatório que agora de inicia (2018-2020).

**Figura 7-5 - Proveitos permitidos reais<sup>27</sup> – DEE EEM  
(preços correntes)**



De acordo com a Figura 7-5, observa-se que o OPEX cresceu de forma constante até 2012. Importa referir que, tal como para a EDA, parte do acréscimo verificado entre 2008 e 2009 decorre de alterações regulamentares, nomeadamente da transferência de custos associados à comercialização de redes da atividade de CEE para a atividade de DEE, o que originou a respetiva transferência de custos entre estas duas atividades.

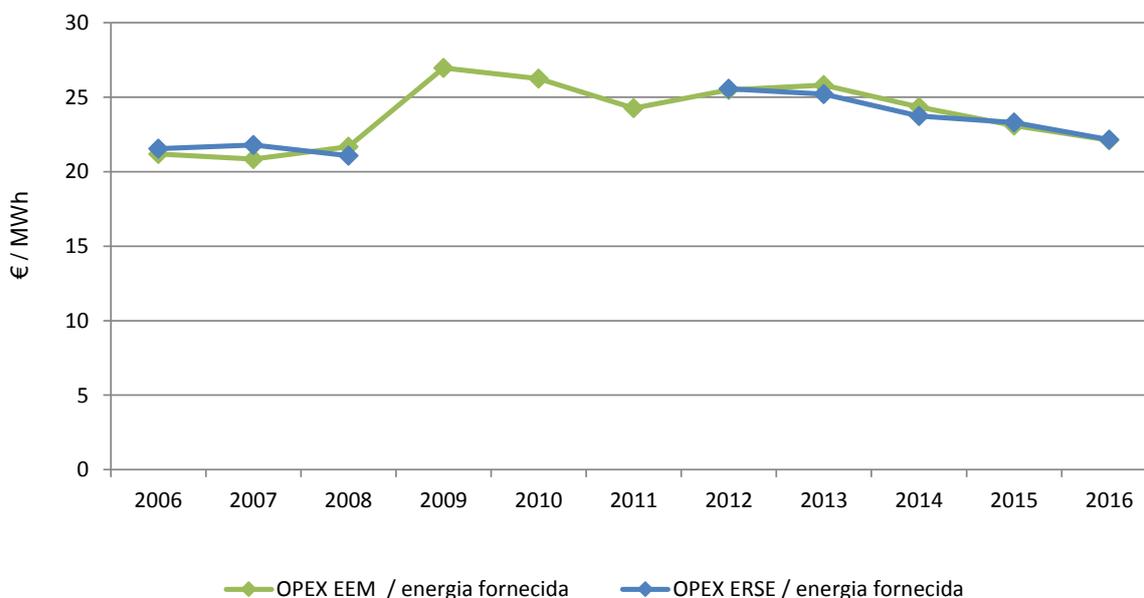
O ano de 2012, coincidente com o primeiro ano de um novo período regulatório, marcou o início de decréscimo dos proveitos. Excetua-se o aumento registado em 2016, unicamente explicado pela rubrica de rendas dos municípios. Com efeito, o Orçamento de Estado para 2016 consagrou o direito aos municípios 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>28</sup>

<sup>27</sup> Não inclui o efeito do ajustamento.

<sup>28</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 UNITÁRIO

**Figura 7-6 - Custo unitário por energia fornecida EEM  
(preços constantes de 2016)**



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

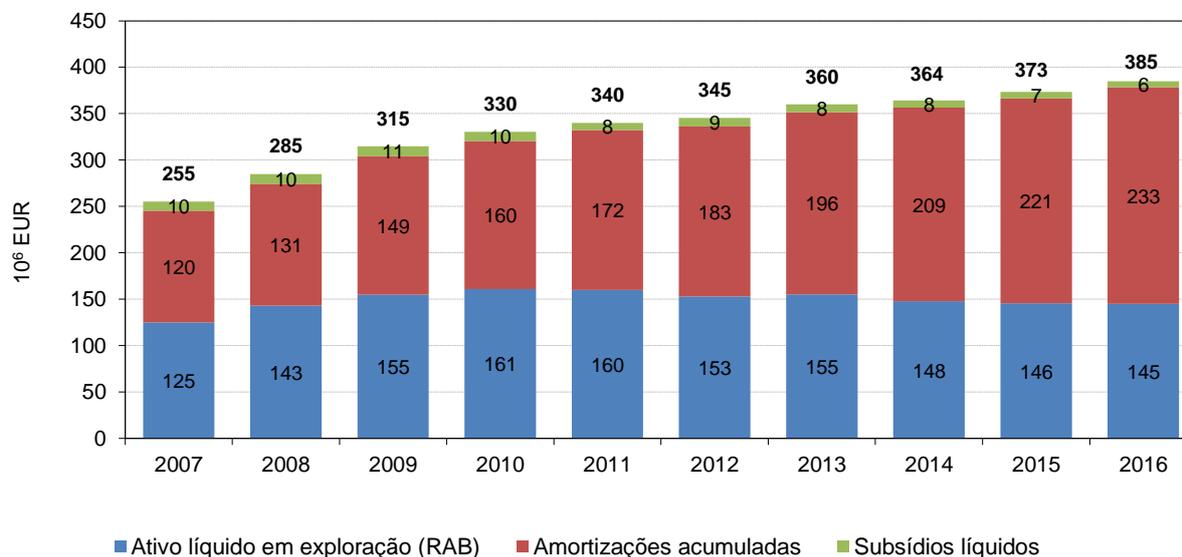
Importa desde já referir que não é possível desenhar a curva de OPEX unitário aceite pela ERSE para todo o período em análise, dado que a aplicação de um *price cap* ao TOTEX da empresa no período de 2009 a 2011 não permite destringir os custos que dizem respeito às componentes de OPEX e de CAPEX.

Centrando a análise a partir de 2012, pelo motivo referido, é possível observar que os custos unitários por energia fornecida incorridos pela EEM registaram um comportamento em linha com os custos unitários aceites pela ERSE. Este facto demonstra, (i) uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM e (ii) o esforço evidenciado pela empresa em cumprir a eficiência exigida pelo regulador.

O aumento verificado no ano de 2016 ao nível do custo unitário por energia fornecida é explicado pela incorporação da rubrica de rendas dos municípios nos proveitos permitidos da EEM, conforme já referido anteriormente.

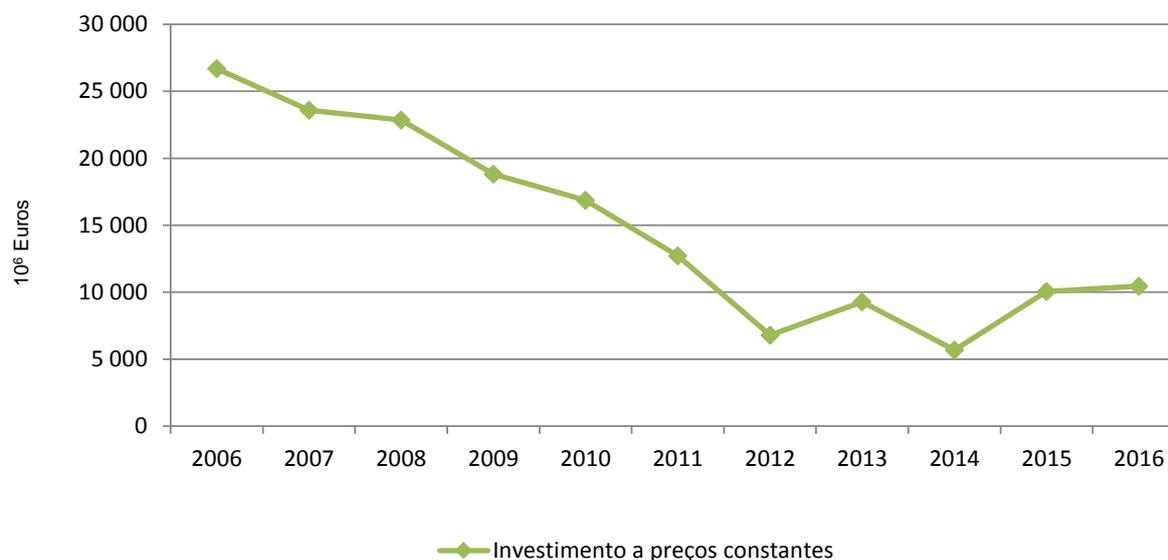
## 7.2.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

Figura 7-7 - Evolução do ativo da DEE



A Figura 7-7 demonstra que o valor do ativo líquido em exploração cresceu continuamente ao longo do período de 2006 a 2010, o que significa que o investimento transferido para exploração foi mais expressivo do que as amortizações.

Figura 7-8 - Evolução do investimento da DEE



A Figura 7-8 apresenta o comportamento do investimento realizado pela EEM na atividade de DEE, o qual é caracterizado por uma evolução decrescente que atingiu em 2014 o seu valor mínimo. De registar, que, no período de regulação de 2009 a 2011, verificou-se uma retração na procura de eletricidade na RAM e na RAA, contrariamente ao que era expectável aquando da definição dos parâmetros, facto que também poderá estar na origem do abrandamento do esforço de investimento destas empresas observado no período em apreço.

### **7.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **7.3.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

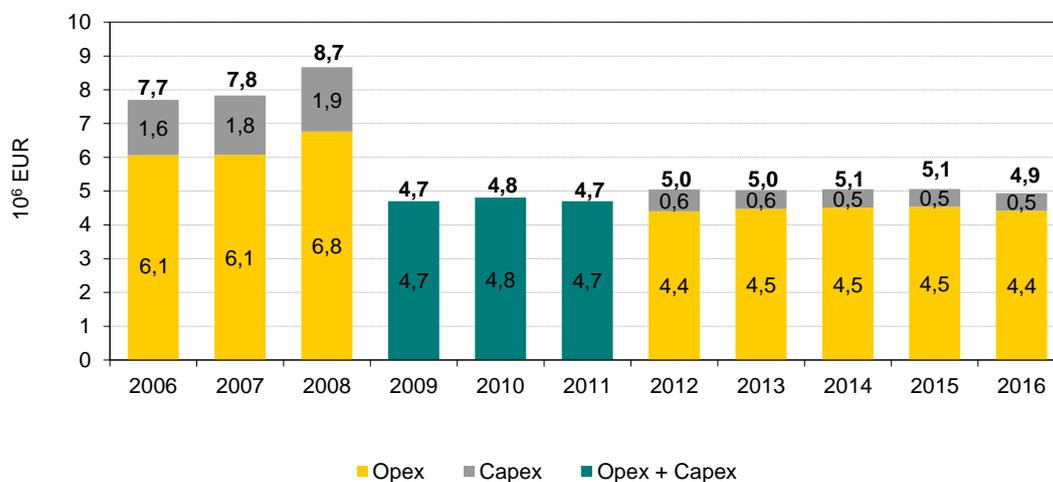
Ao contrário da atividade de DEE, os proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) dependem, sobretudo, da evolução do OPEX. Pese embora não seja uma atividade de capital intensivo, a empresa tem ativos diretamente afetos à prossecução da atividade de CEE, sendo remunerada em conformidade<sup>29</sup>.

No período de regulação 2009-2011, a atividade de CEE, até então regulada por custos aceites em base anual, passou a ter por base um modelo de regulação assente no estabelecimento de metas de eficiência ao nível do TOTEX. A partir do período de regulação 2012-2014, o OPEX manteve-se regulado com metas de eficiência, no entanto a regulação do CAPEX passou a ser baseada por custos aceites anualmente.

---

<sup>29</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.

**Figura 7-9 - Proveitos permitidos reais<sup>30</sup> – CEE EEM  
(preços correntes)**



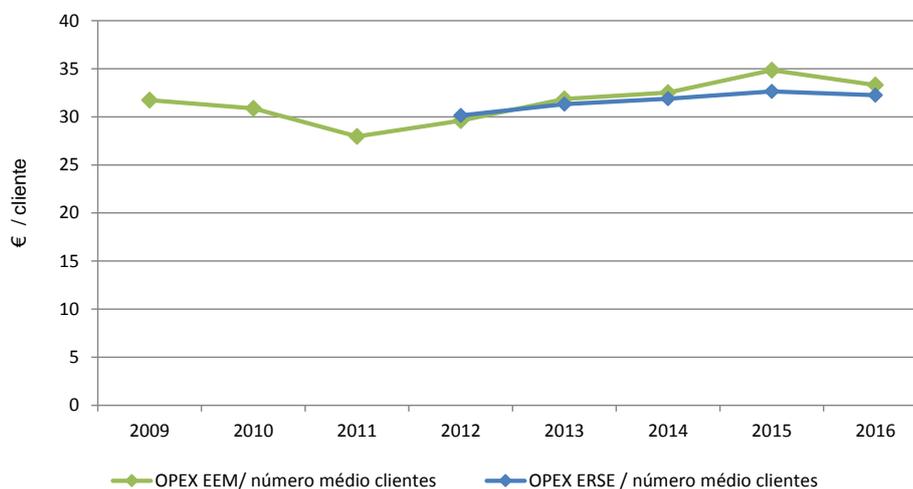
Como é possível observar pela figura supra, os proveitos permitidos da atividade de CEE têm registado um comportamento relativamente estável desde 2009, em torno dos 5 milhões de euros, embora tendo por base metodologias regulatórias distintas no período analisado.

Refira-se o decréscimo verificado em 2009, motivado não só por uma maior exigência do regulador em virtude do início de um novo período regulatório (2009-2011) e no conseqüente estabelecimento de metas de eficiência ao nível do OPEX e CAPEX, como também pela transferência de custos associados à comercialização de redes da atividade de CEE para a atividade de DEE.

<sup>30</sup> Não inclui o efeito do ajustamento.

## 7.3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

**Figura 7-10 - Custos unitários por cliente EEM  
(preços constantes de 2016)**



À semelhança da atividade de DEE, não é possível desenhar a curva de OPEX unitário aceite pela ERSE para todo o período em análise, dado que a aplicação de um *price cap* ao TOTEX da empresa no período de 2009 a 2011 não permite destrinçar o que diz respeito às componentes OPEX e CAPEX.

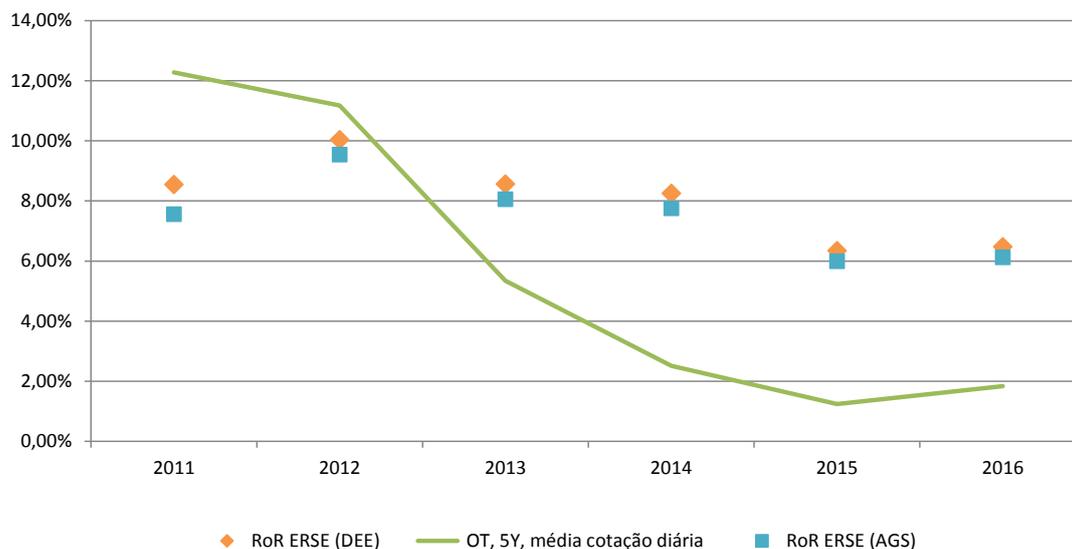
Da observação da Figura 7-10, e tendo em consideração a evolução registada desde 2012, é possível concluir que os custos reais unitários aceites pela ERSE se encontram em linha com os custos unitários incorridos pela empresa. Este facto evidencia, sobretudo, uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM, tendo em conta que apenas foi exigido à empresa que o OPEX evoluísse em função da inflação, no período regulatório em apreço, como forma de compensar a EEM pela retração do consumo observado no período regulatório anterior, não previsto aquando da respetiva definição dos parâmetros desse período. O aumento verificado no ano de 2015 coincide com a aplicação de uma nova base de custos, reajustada face ao período regulatório anterior.

Relembre-se que parte do decréscimo verificado em 2009 decorre da já referida transferência de custos da atividade de CEE para a atividade de DEE.

## 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. De modo a poder enquadrar a taxa ao contexto financeiro de cada ano, a figura apresenta igualmente a evolução das OT a 5 anos.

Figura 7-11 - Taxa de remuneração



Pela figura supra verifica-se que o RoR ERSE foi sistematicamente superior às obrigações do tesouro, excetuando os anos de 2011 e 2012, que se justificam pelo aumento significativo da rentabilidade das obrigações do tesouro.

Pese embora até ao período de regulação 2009-2011 se tenha assistido a uma estabilidade do ROR definido pela ERSE, a partir de 2012 começa-se a assistir a uma oscilação das taxas de remuneração dentro do mesmo período regulatório.

Esta evolução decorre da introdução do 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.



## 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)