

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

Dezembro 2014

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>3</b>
<b>3</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT</b> .....	<b>5</b>
3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	5
3.2	Evolução do OPEX unitário .....	7
3.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	8
3.4	Remuneração do ativo .....	11
<b>4</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>13</b>
4.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	13
4.2	Evolução do OPEX unitário .....	15
4.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	17
4.4	Remuneração do ativo .....	19
<b>5</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO</b> .....	<b>21</b>
5.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	21
5.2	Evolução do OPEX unitário .....	22
<b>6</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES</b> .....	<b>23</b>
6.1	Aquisição de energia elétrica e Gestão do sistema.....	23
6.1.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	23
6.1.2	Evolução do TOTEX por indutor de custo.....	24
6.1.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	25
6.2	Distribuição de Energia Elétrica .....	26
6.2.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	26
6.2.2	Evolução do OPEX unitário.....	27
6.2.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	28
6.3	Comercialização de Energia Elétrica .....	30
6.3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	30
6.3.2	Evolução do OPEX unitário.....	31
6.4	Remuneração do Ativo .....	32
<b>7</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA</b> .....	<b>33</b>
7.1	Aquisição de energia elétrica e Gestão do sistema.....	33
7.1.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	33
7.1.2	Evolução do TOTEX unitário.....	34
7.1.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	36
7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	37

7.2.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	37
7.2.2	Evolução do OPEX unitário.....	38
7.2.3	Análise do ativos e dos investimentos .....	39
7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	40
7.3.1	Evolução dos Proveitos Permitidos.....	40
7.3.2	Evolução do OPEX unitário.....	42
7.4	Remuneração do Ativo .....	42

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Proveitos permitidos reais – atividade de TEE (preços correntes) .....	5
Figura 3-2 - Proveitos permitidos reais – atividade de GGS (preços correntes) .....	6
Figura 3-3 - Custos unitários por energia – atividade de TEE (preços constantes 2013) .....	7
Figura 3-4 - Custos unitários por km de rede – atividade de TEE (preços constantes 2013) .....	8
Figura 3-5 - Evolução do ativo – atividade de TEE .....	9
Figura 3-6 - Evolução do ativo – atividade de GGS .....	9
Figura 3-7 - Evolução do investimento – atividade de TEE .....	10
Figura 3-8 - Evolução do investimento – atividade de GGS .....	11
Figura 3-9 - Taxa de remuneração – atividade de TEE .....	12
Figura 4-1 - Proveitos Permitidos reais (preços correntes).....	13
Figura 4-2 - Evolução do OPEX (preços correntes).....	14
Figura 4-3 - OPEX unitário por energia (preços constantes 2013) .....	16
Figura 4-4 - OPEX unitário por cliente (preços constantes 2013).....	17
Figura 4-5 - Evolução do investimento.....	18
Figura 4-6 - Evolução do ativo .....	19
Figura 4-7 - Taxa de remuneração.....	20
Figura 5-1 - Proveitos permitidos reais (preços correntes).....	21
Figura 5-2 - Custos unitários por cliente (preços constantes 2013) .....	22
Figura 6-1 - Proveitos permitidos reais – AGS EDA (preços correntes).....	23
Figura 6-2 - TOTEX por energia EDA (preços constantes de 2013) .....	24
Figura 6-3 - Evolução do ativo da AGS EDA .....	25
Figura 6-4 - Evolução do investimento da AGS EDA.....	26
Figura 6-5 - Proveitos permitidos reais – DEE EDA (preços correntes) .....	27
Figura 6-6 - Custos por energia fornecida EDA (preços constantes de 2013) .....	28
Figura 6-7 - Evolução do Ativo DEE EDA .....	29
Figura 6-8 - Evolução do Investimento DEE EDA.....	29
Figura 6-9 - Proveitos permitidos reais – CEE EDA (preços correntes) .....	30
Figura 6-10 - Custos unitários por cliente EDA (preços constantes de 2013) .....	31
Figura 6-11 - Taxa de Remuneração .....	32
Figura 7-1 - Proveitos permitidos reais – AGS EEM (preços correntes) .....	34
Figura 7-2 - TOTEX por energia EEM (preços constantes de 2013).....	35
Figura 7-3 - Evolução do ativo da AGS.....	36
Figura 7-4 - Evolução do investimento da AGS .....	36
Figura 7-5 - Proveitos permitidos reais – DEE EEM (preços correntes).....	37
Figura 7-6 - Custo unitário por energia fornecida EEM (preços constantes de 2013).....	38
Figura 7-7 - Evolução do ativo da DEE .....	39

Figura 7-8 - Evolução do investimento da DEE .....	39
Figura 7-9 - Proveitos permitidos reais – CEE EEM (preços correntes).....	41
Figura 7-10 - Custos unitários por cliente EEM (preços constantes de 2013).....	42
Figura 7-11 - Taxa de remuneração.....	43

## 1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico é um setor que, em virtude da liberalização do mercado e da crescente integração Europeia, tem registado alterações que influenciam a atividade das diferentes empresas reguladas, nomeadamente, ao nível da gestão dos seus recursos, ao nível da qualidade de serviço e ao nível dos investimentos em redes.

Além das novas exigências do setor, importa analisar os resultados das metodologias regulatórias implementadas no período de regulação anterior. Assim, no início de um novo período de regulação, a análise de desempenho das empresas reguladas torna-se essencial para a definição de novas bases de custos e escolha dos indutores de custos. Desta forma, pretende-se que este documento seja um complemento ao próprio documento da definição de parâmetros para o período de 2015 a 2017.

A análise elaborada a cada uma das atividades<sup>1</sup> incidiu sobre a evolução das principais componentes de custos, sobre os níveis de investimento efetuados e sobre a rentabilidade das empresas reguladas. O período de análise abrange três períodos de regulação, ou seja, desde 2006 a 2013<sup>2</sup>, sempre com a consideração dos valores reais e auditados de cada ano.

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, assiste-se a alguma estabilidade na evolução dos custos.

Na atividade de transporte os custos unitários reais da empresa nos últimos períodos de regulação, embora apresentem uma tendência decrescente, têm sido inferiores aos custos aceites pela ERSE, situação inversa à registada na atividade de distribuição. Esta situação resulta da definição dos parâmetros para 2012-2014 e dos comportamentos das próprias empresas ao longo do tempo.

Ao nível dos investimentos também as tendências de evolução são distintas: na atividade de transporte até 2009 regista-se um forte aumento e a partir daí um decréscimo acentuado; na atividade de distribuição o nível de investimento tem sido mais estável.

Neste ponto, não se pode deixar de referir a alteração de metodologia de regulação 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

---

<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 2012-2014 a análise não abrange o ano de 2014 uma vez que ainda não é um ano real.

investimento ocorrido posteriormente aquela data, sendo o risco acrescido compensado por um prémio aplicado à taxa de remuneração dos ativos. Assim, e embora se registre uma diminuição no valor de investimento nos últimos dois anos, o valor dos seus ativos aumentaram consideravelmente nos últimos anos.

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.

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 em parte na evolução dos seus custos.

No caso das Regiões Autónomas é também de salientar a alteração das metodologias regulatórias aplicadas à atividade de distribuição e de comercialização. A partir de 2012 e, à semelhança do efetuado no Continente, o CAPEX foi retirado do âmbito do *price cap*. Na análise dos custos por atividade importa referir a transferência de custos entre atividade, que por vezes motiva algumas oscilações.

Importa, igualmente, 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, tendo a ERSE implementado um mecanismo para aquisição eficiente de fuelóleo.

Relativamente à remuneração do ativo,

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 em separado: 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.



## 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 2013 foi o segundo ano do período de regulação de 2012 a 2014 e foi um ano importante para a consolidação das metodologias regulatórias aplicadas. Para cada operador, apresenta-se de seguida, as metodologias em vigor:

- **Operador da rede de transporte** – Modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia de *price cap*<sup>3</sup> com metas de eficiência<sup>4</sup> aos custos de exploração; (ii) incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência, sobre os quais são aplicadas metas de eficiência, 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** – Metodologia do tipo *price cap* aplicada aos custos de exploração (OPEX) e custos aceites em base anual no caso dos custos com investimento (CAPEX), tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas. Neste período de regulação foi diferenciado o tratamento dos investimentos em redes consideradas inovadoras, cujo princípio se baseia no reconhecimento de uma maior remuneração destes ativos por contrapartida de uma maior exigência em termos de eficiência operacional. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (ii) incentivo à redução de perdas.

---

<sup>3</sup> Embora a componente fixa seja de tal modo importante que apresenta semelhanças com uma metodologia do tipo *revenue cap*.

<sup>4</sup> Sublinhe-se que os indutores utilizados são pouco voláteis.

- **Comercializador de último recurso** – Regulação do tipo *price cap* acrescida de uma remuneração que visa compensar as necessidades de capital circulante decorrentes do diferencial entre o prazo médio de pagamento e o prazo médio de recebimento.
- **Empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira** – aplicação de uma regulação por incentivos económicos: (i) regulação das atividades de Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica 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>.

A definição das metas económicas teve por base estudos de *benchmarking* de âmbito internacional, no caso do transporte de energia elétrica, e no caso da distribuição de energia elétrica. Os fatores de eficiência anuais aplicados aos custos operacionais unitários foram de 3,5% para o transporte e 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 de 2012 a 2014 foi fixado em 1,5%. No caso da comercialização<sup>6</sup>, 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 em média de 2,5%. Na Região Autónoma da Madeira as metas de eficiência variam entre 2,5% na atividade de transporte e 5% na atividade de distribuição.

Destaca-se ainda a metodologia de indexação do custo de capital<sup>7</sup> introduzida no período de regulação 2012-2014 devido à incerteza do contexto económico-financeiro. Perante a instabilidade económica desenvolveu-se um mecanismo que permitisse refletir na taxa de remuneração dos ativos a evolução da situação económico-financeira. Assim, as taxas são indexadas com base na cotação média diária dos CDS (Credit Default Swaps) da República Portuguesa a 5 anos. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, foi estabelecido um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*).

---

<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> Face à dimensão da atividade de Comercialização a aplicação das metas de eficiência decorreu da análise dos dados históricos da empresa não tendo sido realizado nenhum estudo de *benchmarking*.

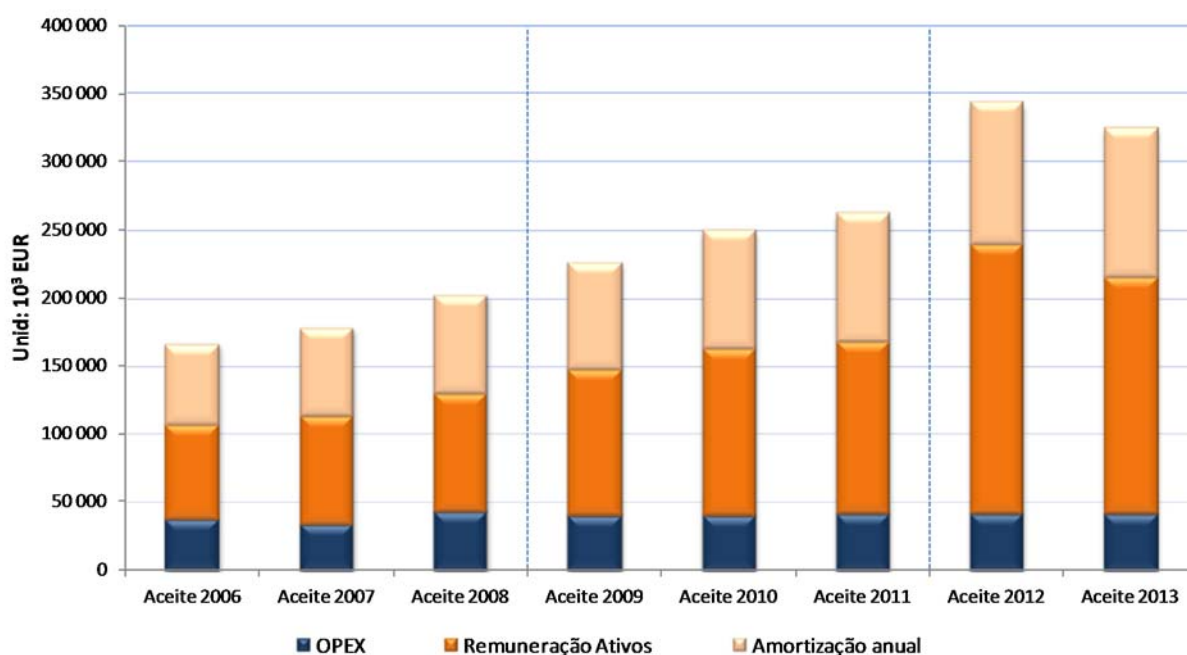
<sup>7</sup> *Weighted Average Cost of Capital* (WACC).

### 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)**



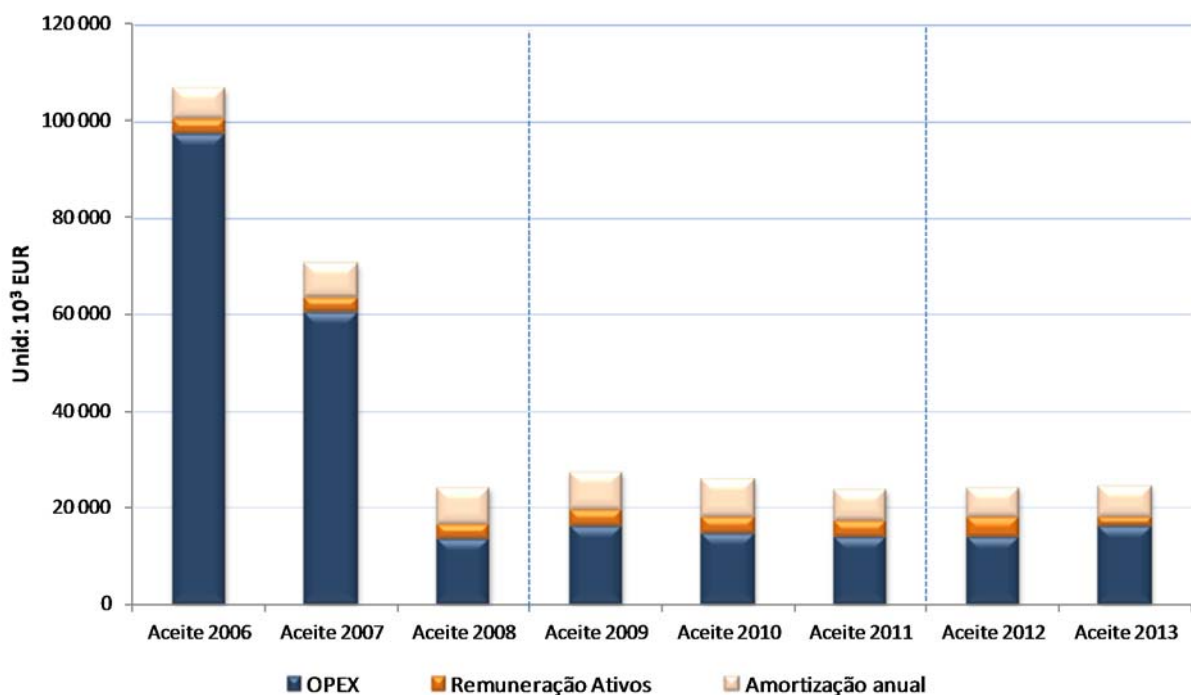
Até 2008, o OPEX da atividade de TEE foi regulado por custos aceites em base anual. A partir desse ano, foi implementado um mecanismo de custos incrementais, com uma parcela fixa e duas parcelas a evoluir em função (i) do crescimento anual dos quilómetros de redes e (ii) do número de painéis instalados 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 por custos aceites ou por custos de referência) que lhe está associado. Este mecanismo

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

resultou num acréscimo substancial do CAPEX na atividade de TEE. Em 2012, o CAPEX apresenta um crescimento de cerca de 36% e em 2013 apresenta um decréscimo de cerca de 6% face ao ano anterior. Neste último ano em análise, o CAPEX apresenta um decréscimo de 17 milhões de euros, repartidos por um decréscimo de 9,3 milhões de euros nos ativos valorizados a custos de referência e um acréscimo de 7,9 milhões nos ativos valorizados a custos históricos. Para este facto contribuiu a descida em cerca de 1,48 pontos percentuais na taxa de remuneração dos dois tipos de ativos face ao valor do ano ocorrido no anterior (ativos a custos históricos – de 9,55% para 8,06%; ativos valorizados a custos de referência – de 10,05% para 9,56%).

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>9</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

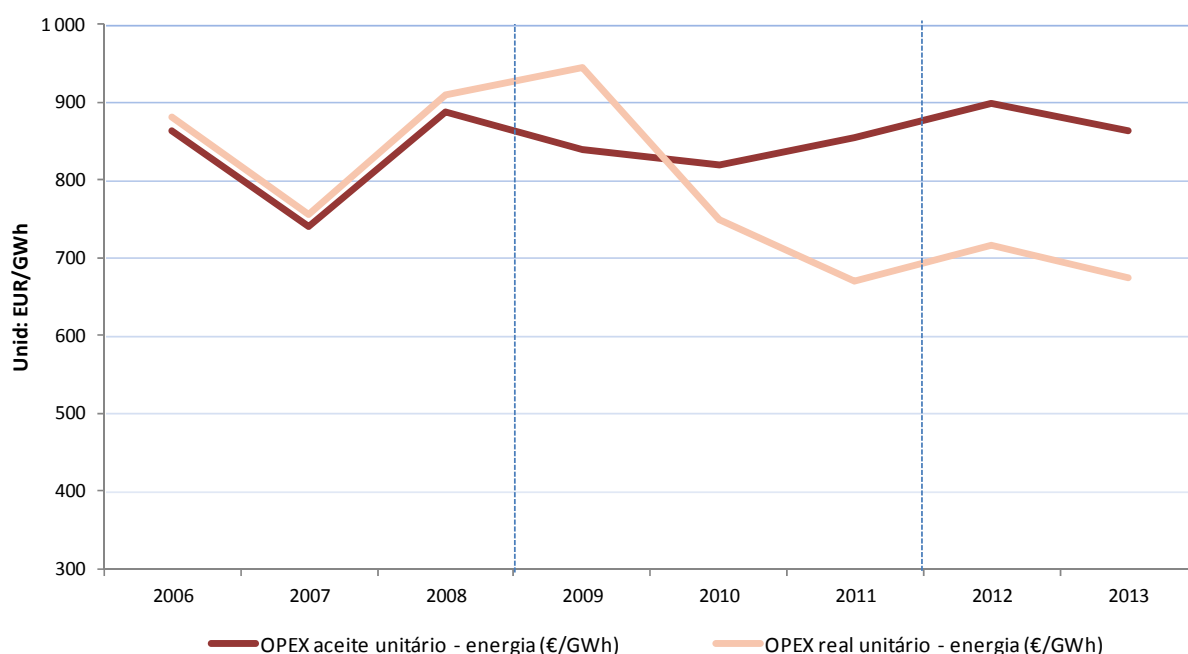
<sup>9</sup> Não inclui o efeito do ajustamento

de mercado. O valor do CAPEX mantém-se estável ao longo do período em análise sendo aplicada uma metodologia de regulação baseada em custos aceites<sup>10</sup>.

### 3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

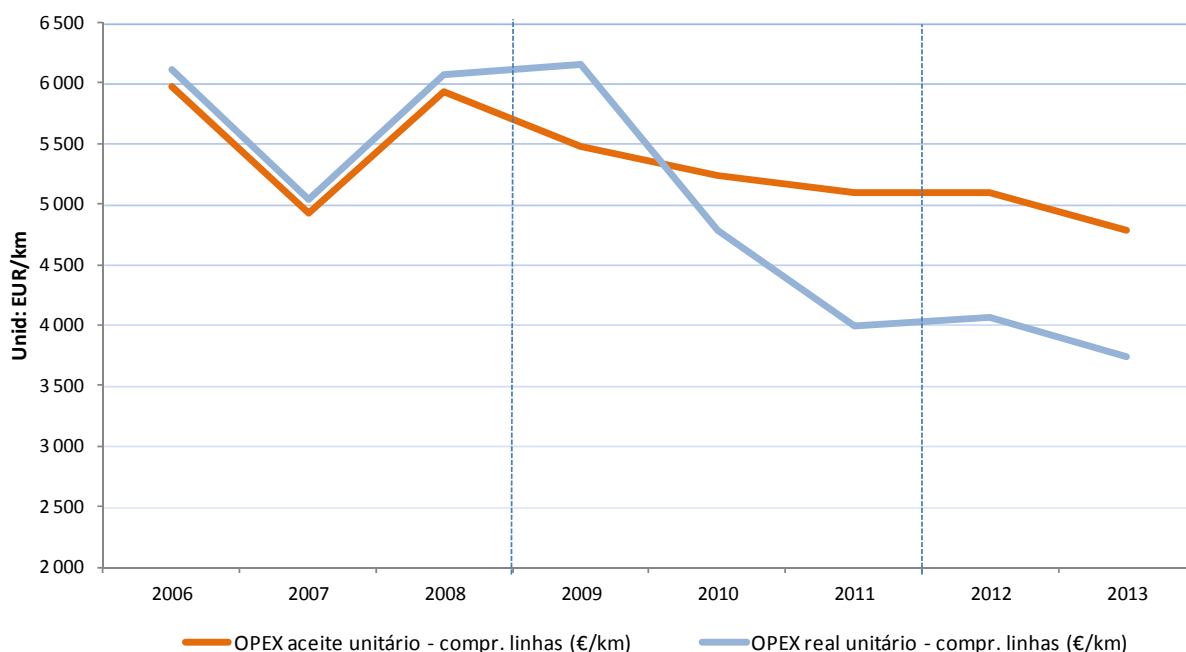
As Figura 3-3 e Figura 3-4 apresentam a evolução do OPEX da atividade de TEE em função dos custos unitários por energia transportada e por km de rede.

**Figura 3-3 - Custos unitários por energia – atividade de TEE  
(preços constantes 2013)**



<sup>10</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 2013)**



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 ser inferiores aos custos unitários aceites. Recorde-se que, para efeitos de definição de parâmetros para o período regulatório 2012-2014, foi aplicada uma meta de eficiência ao OPEX de 3,5% anuais que supera em cerca de 3 pontos percentuais o estabelecido no anterior período de regulação.

Deste modo verifica-se a existência de uma margem substancial de custos de exploração considerados para fins regulatórios cuja evolução é tida em conta na revisão da base de custos do período regulatório 2015-2017.

### 3.3 ANÁLISE DO 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

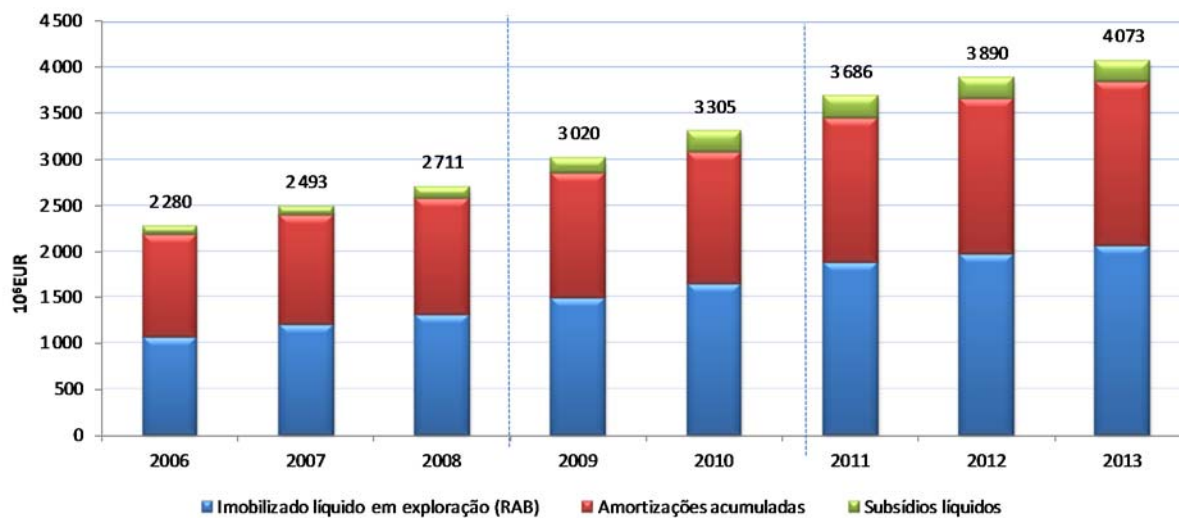
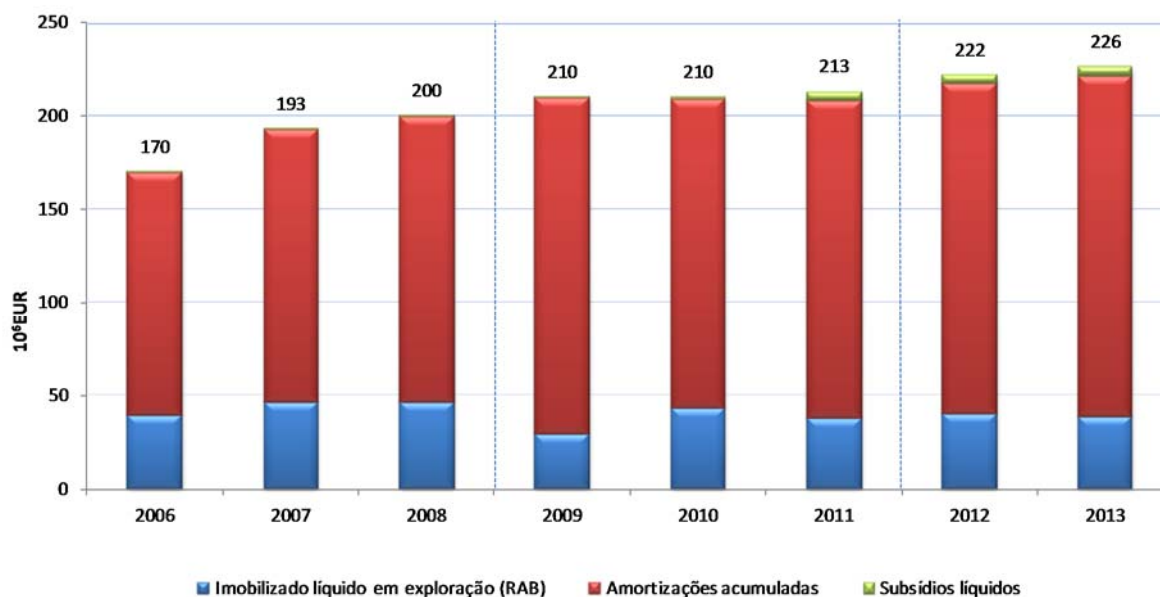


Figura 3-6 - Evolução do ativo – atividade de GGS



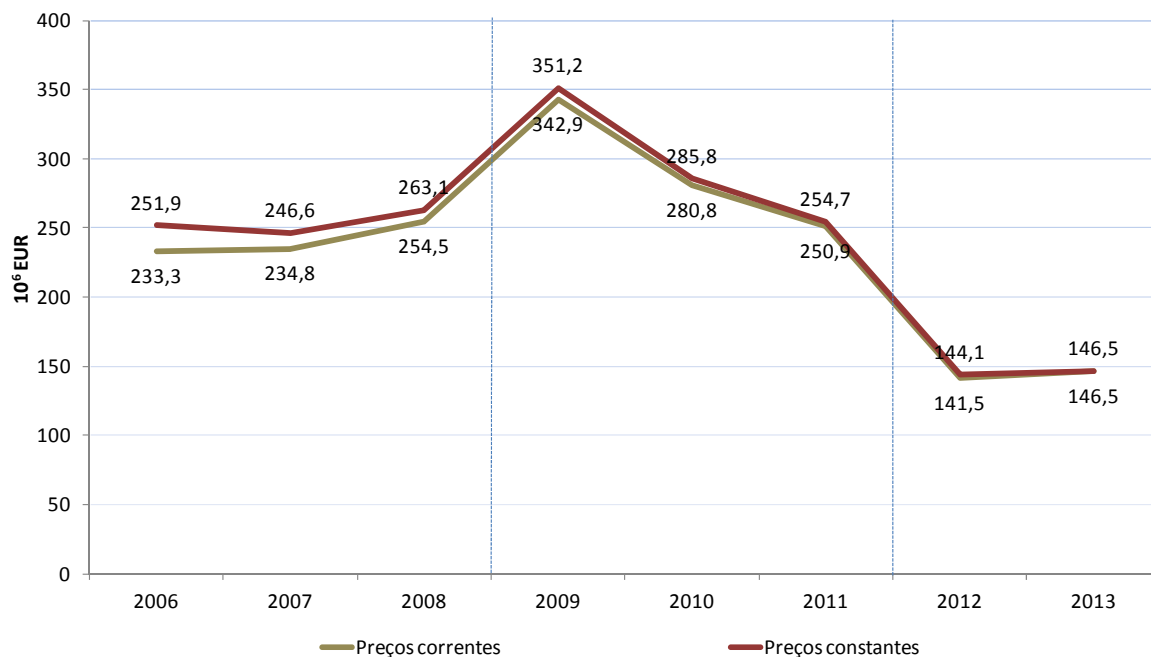
Como se pode observar as figuras evidenciam:

- Um acréscimo do imobilizado líquido em exploração (RAB) na atividade de TEE, decorrente, sobretudo, dos novos investimentos valorizados a custos de referência; e
- A tendência de alguma estabilidade no imobilizado da atividade de GGS.

- O valor do RAB médio do período considerado nas atividades da TEE e da GGS é de 1 579 milhões de euros e de 40 milhões de euros, respetivamente.

A Figura 3-7 apresenta a evolução a preços correntes e a preços constantes de 2013 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 2012, o valor mais baixo. Em 2013 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

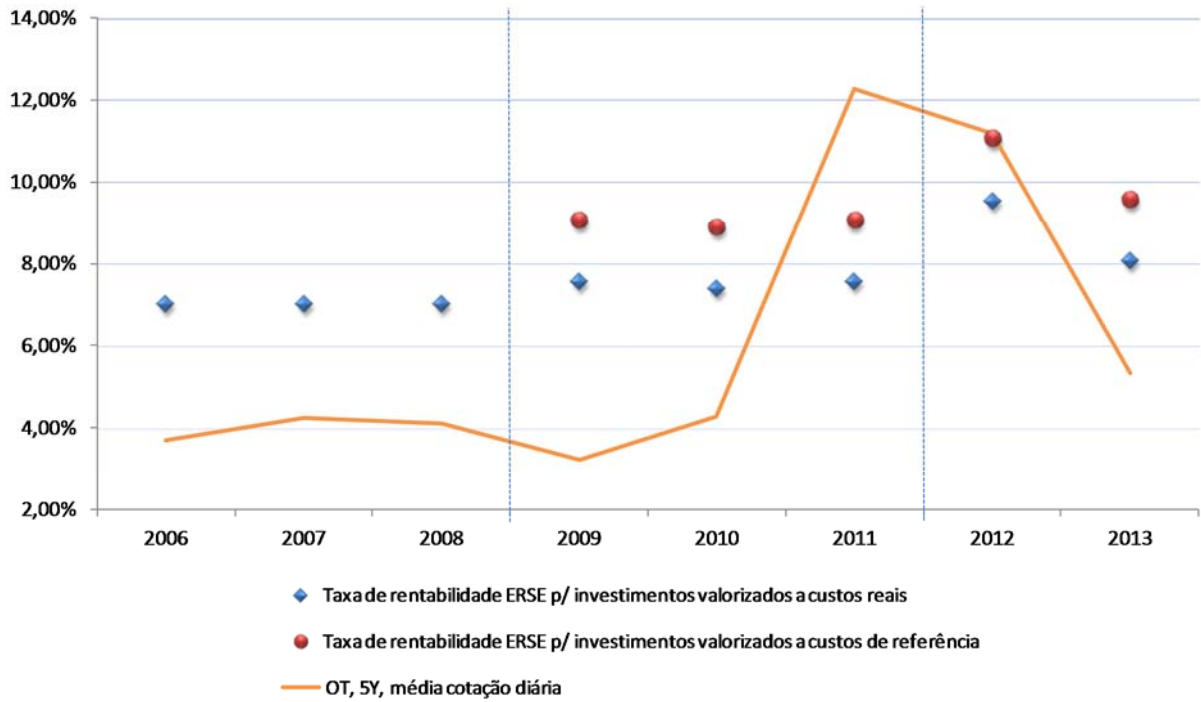


Nesta atividade o investimento é caracterizado por alguma estabilidade, sobretudo desde 2010, com os valores a situarem-se próximos dos 4 milhões de euros.

### 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. 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 prémio. A partir de 2012, a evolução da taxa de remuneração decorre da aplicação do mecanismo de indexação. 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.

Figura 3-9 - Taxa de remuneração – atividade de TEE

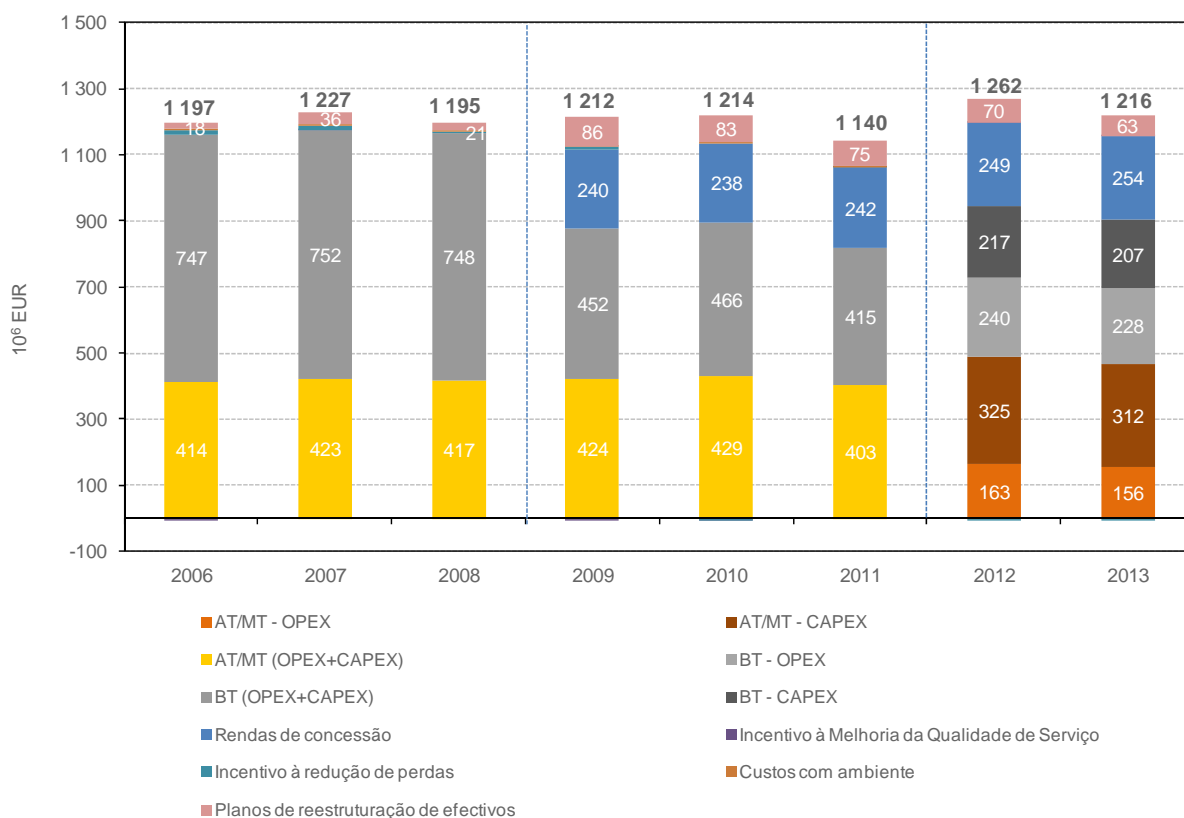


## 4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

### 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)



Até 2011, a atividade de distribuição de energia elétrica foi regulada por *price cap*, aplicada tanto ao OPEX como ao CAPEX. No entanto, alguns dos custos da empresa, considerados não controláveis, e que até 2009 se encontravam incluídos na base de custos sujeita a eficiência, são aceites na sua totalidade. Neste caso encontram-se as rendas de concessão e os montantes associados aos planos de

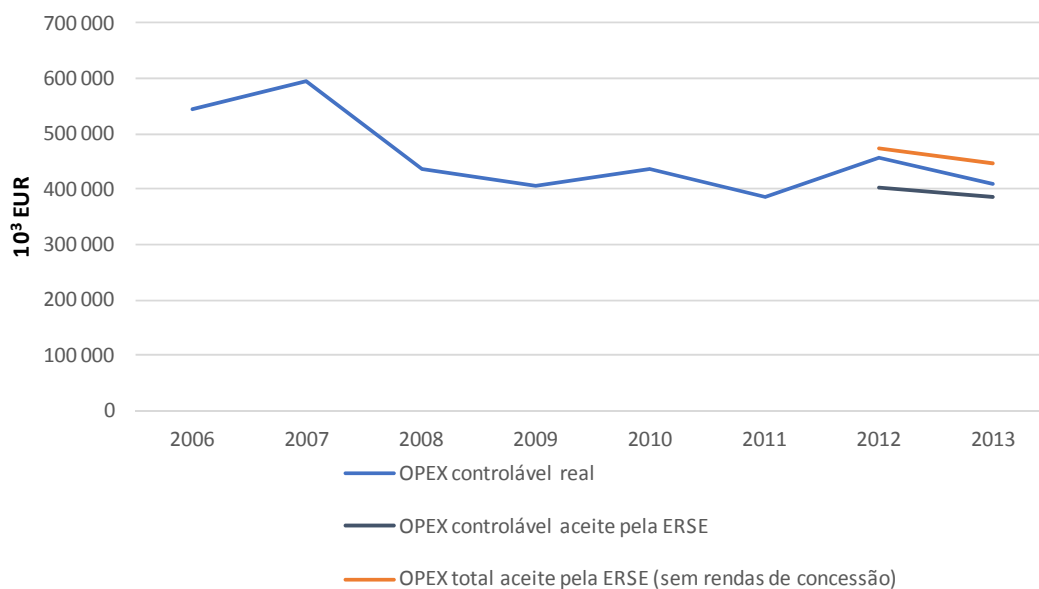
<sup>11</sup> Não incluem o efeito dos ajustamentos

reestruturação de efetivos<sup>12</sup>, com exceção do PAR que já se encontrava fora da base de custos sujeita a eficiência antes de 2009.

A forma de regulação da atividade de distribuição de energia elétrica foi alterada no início do anterior período de regulação (2012), em que 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 35%.

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.

**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.

<sup>12</sup> Programa de Apoio à Reestruturação (PAR), Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e Programa de ajustamento de efetivos (PAE).

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

Nesta análise são também apresentados os valores do OPEX total aceite pela ERSE, ou seja, 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 como tais, em anos anteriores, com a 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 e têm-se aproximado dos custos reais aceites pela ERSE, o que demonstra o esforço da empresa em atingir 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 2007 onde se registou o aumento das provisões decorrente da constituição da provisão relativa ao Programa de ajustamento de Efetivos (PAE) e 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.

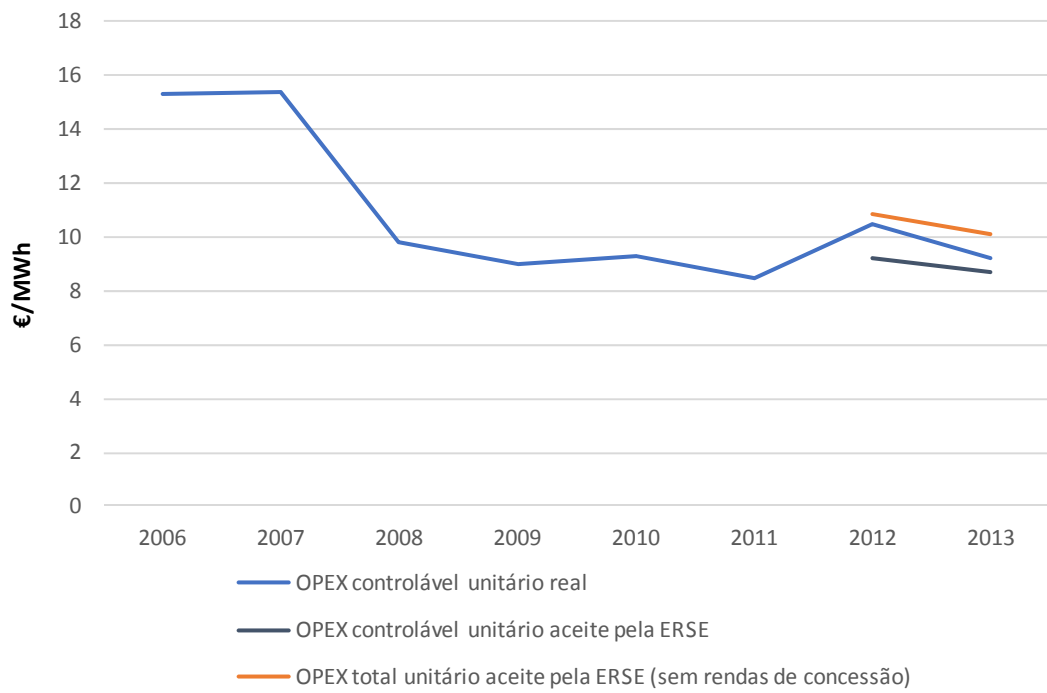
## 4.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

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. 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.

---

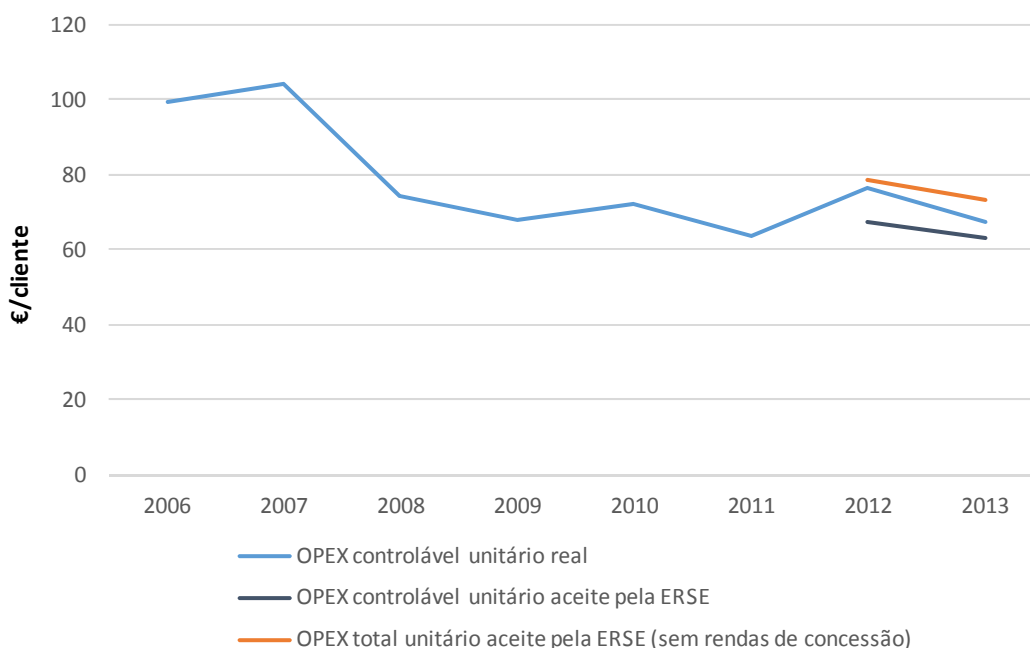
<sup>14</sup> O PAR, no quadro do antigo POC, foi considerado um ativo regulatório.

**Figura 4-3 - OPEX unitário por energia  
(preços constantes 2013)**



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

**Figura 4-4 - OPEX unitário por cliente  
(preços constantes 2013)**



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

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 verifica 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>15</sup> justificam a evolução crescente nestes dois indicadores. Em 2013, o decréscimo observado é justificado mais pela redução dos custos do que pela evolução da energia, que não sofreu grande variação.

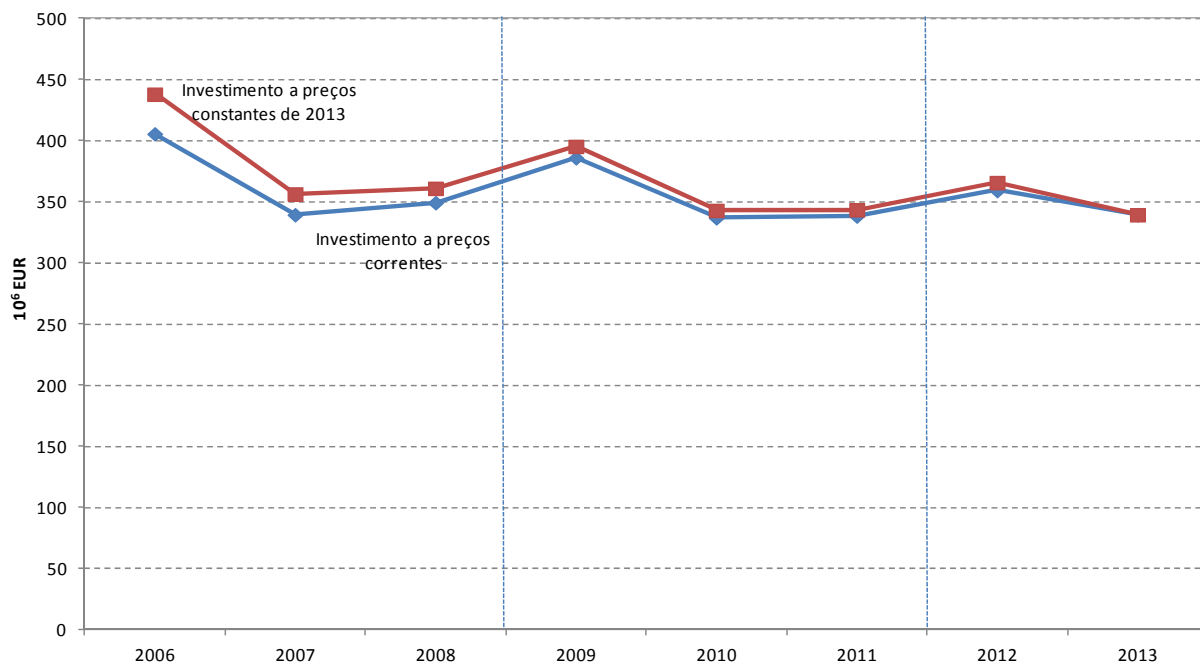
### 4.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

Na Figura 4-5 observa-se uma diminuição do esforço de investimento da EDP Distribuição até 2009 e uma estabilidade a partir desse ano. De registar que um dos principais motivos que levou à retirada do CAPEX do *price cap* no período regulatório 2012-2014 foi o facto da aplicação de uma metodologia conjunta para o OPEX e o CAPEX poder levar as empresas a “sacrificarem” o investimento pelo qual se

<sup>15</sup> 2012 é o primeiro ano dentro do período analisado em que se verifica uma redução no número de clientes.

responsabilizaram, em particular quando não conseguem atingir a meta de eficiência pré-definida, por forma a garantir a rentabilidade do ativo.

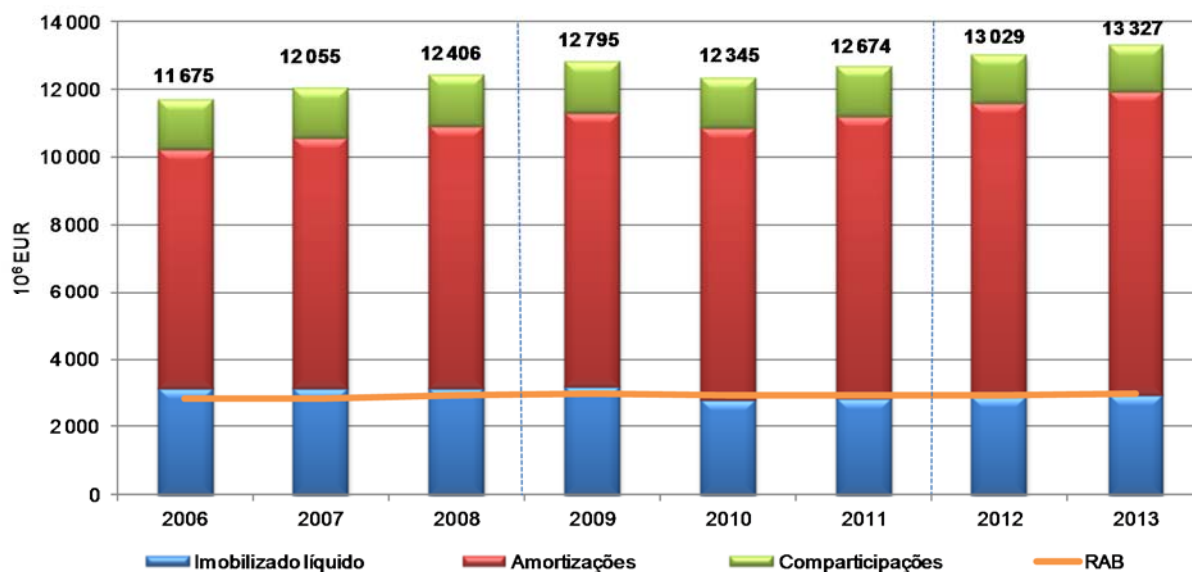
Figura 4-5 - Evolução do investimento



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 até 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 à diminuição, já referida, do investimento anual.



Figura 4-6 - Evolução do ativo

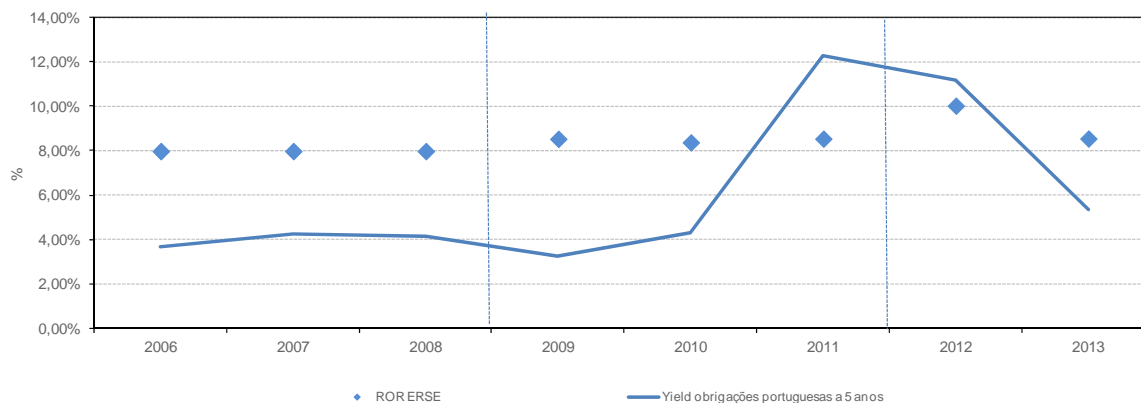


Não se pode deixar de referir na análise do ativo a questão já referida anteriormente relativa à transição do normativo contabilístico de POC para IFRS. O efeito regista-se ao nível da base de ativos que é acrescida dos ativos que deixaram de ser capitalizados com a passagem para IFRS, nomeadamente, 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.

#### 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 é possível concluir pela relativa estabilidade do ROR definido pela ERSE, uma vez que não existiu até 2011 razões substanciais para uma variação do custo de capital entre períodos de regulação. A partir de 2012, a evolução da taxa de remuneração decorre da aplicação do mecanismo de indexação. Registe-se que apenas em 2011 e 2012 a taxa de remuneração foi inferior ao valor médio das *yields* das OT a 5 anos.

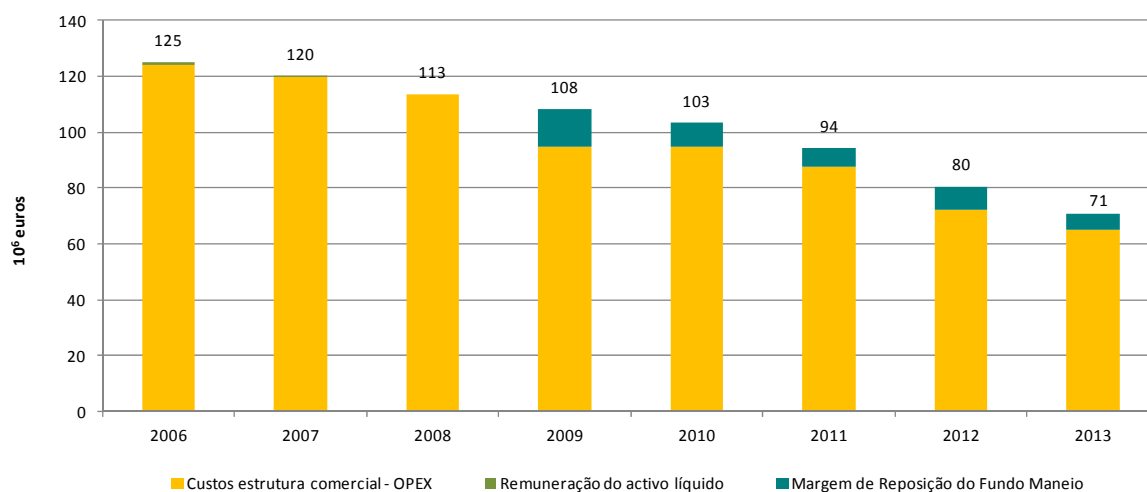
## 5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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 visa a remuneração do fundo de maneo em linha com o custo de capital. A Figura 5-1 ilustra esta situação.

### 5.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

**Figura 5-1 - Proveitos permitidos reais<sup>16</sup>**  
(preços correntes)



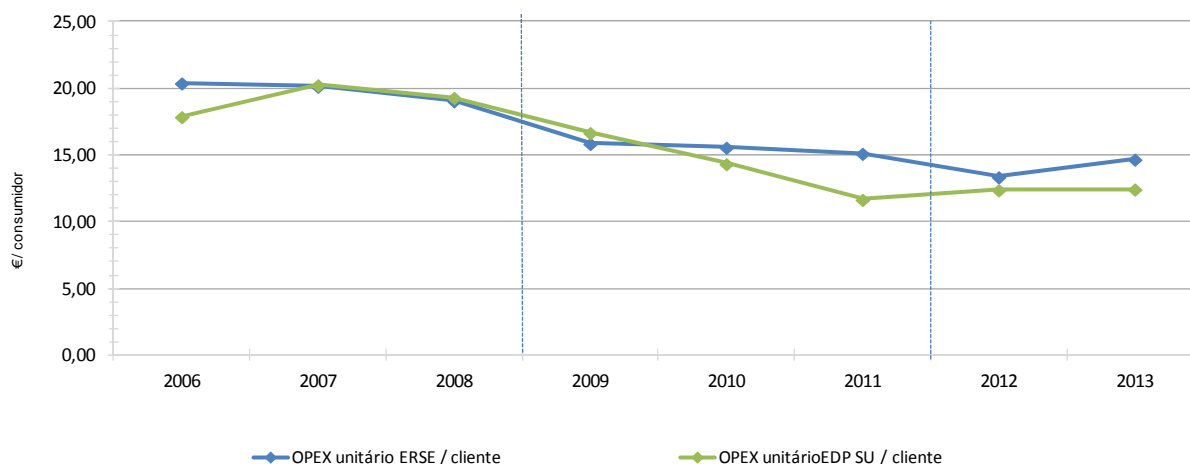
De acordo com a figura verifica-se que, em termos globais, os proveitos permitidos têm registado uma tendência decrescente a partir de 2006. Paralelamente à introdução de uma regulação por incentivos no ano de 2009, o decréscimo dos proveitos permitidos é explicado por uma diminuição da atividade, decorrente da extinção de tarifas e da conseqüente saída dos consumidores para o mercado liberalizado.

<sup>16</sup> Não incluem o efeito dos ajustamentos.

## 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.

**Figura 5-2 - Custos unitários por cliente  
(preços constantes 2013)**



Conforme se pode observar pela figura supra, 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. Excetua-se o ano de 2012, que marca o início do novo período regulatório, e uma aproximação das bases de custos definidas pela ERSE aos valores registados pela EDP SU.

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. Deste modo, estamos perante uma atividade onde a avaliação das metas de eficiência e da base de custos para o próximo período regulatório é crucial, sobretudo num contexto de diminuição de atividade decorrente da extinção de tarifas.

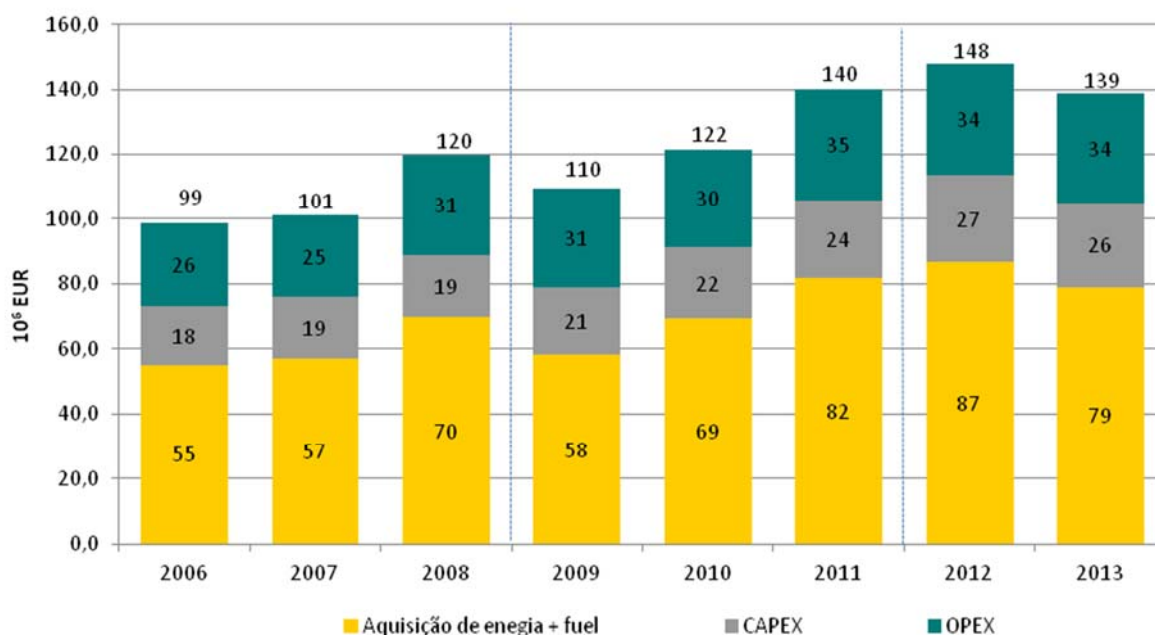
## 6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

### 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>17</sup> – AGS EDA**  
(preços correntes)



No entanto, de acordo com a Figura 6-1, observa-se um incremento sistemático do OPEX e do CAPEX, com exceção dos anos 2009 e 2013. O decréscimo observado neste último ano, deve-se essencialmente à redução dos custos com os combustíveis.

<sup>17</sup> Não inclui ajustamento

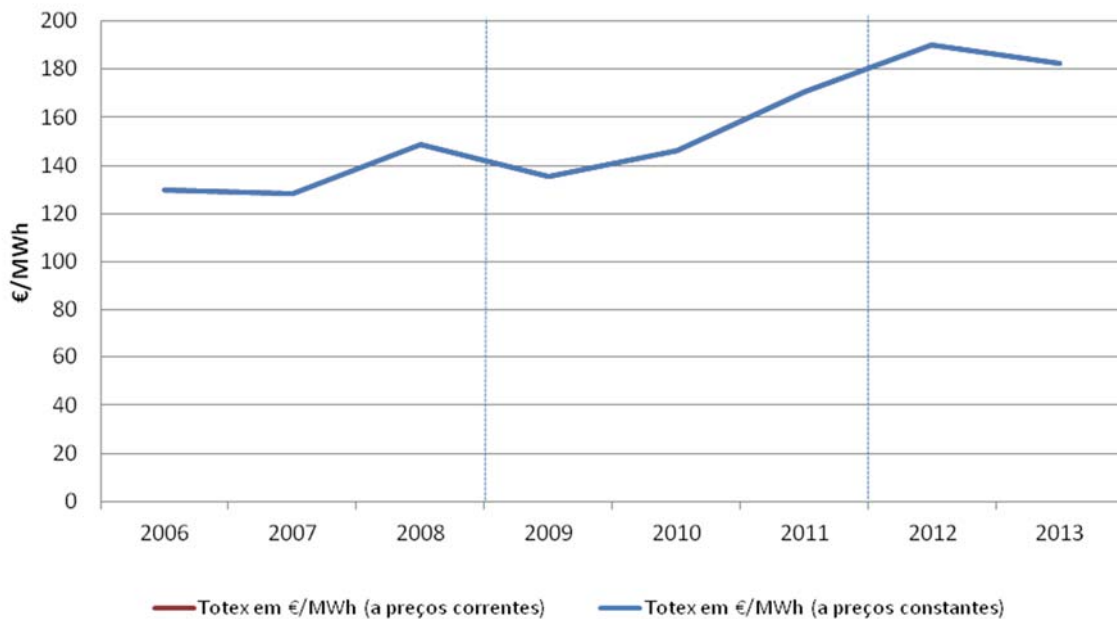
Importa referir que, nesta atividade, o OPEX inclui custos que não são controláveis pela empresa e que, por isso, não são alvo de ganhos de eficiência, como sejam, entre outros, os custos com a manutenção dos grupos produtores e os custos com gasóleo e lubrificantes.

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>18</sup> unitário, conforme ilustra a Figura 6-2.

**Figura 6-2 - TOTEX por energia<sup>19</sup> EDA  
(preços constantes de 2013)**



Conforme se pode observar, assiste-se, na generalidade, a um aumento do TOTEX em termos unitários, o qual é sobretudo motivado pelo custo da energia. Excetua-se o decréscimo verificado em 2009 devido, essencialmente, à redução dos custos com a aquisição de energia e fuelóleo, conforme apresentado na

<sup>18</sup> OPEX+CAPEX

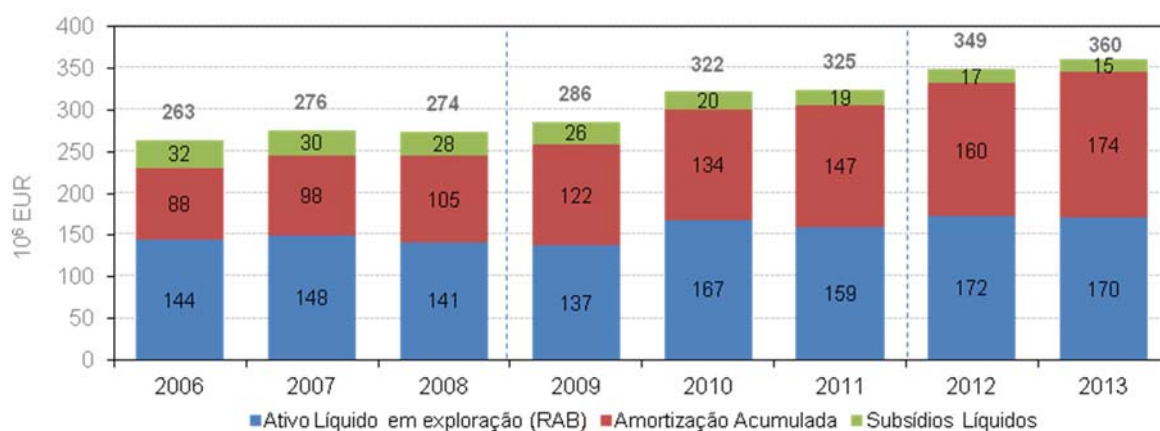
<sup>19</sup> Energia emitida

Figura 6-1. O crescimento acentuado do TOTEX a partir de 2010 resulta do decréscimo verificado na energia emitida, decorrente da quebra verificada no consumo. Em 2013 volta-se a registar um decréscimo no TOTEX, que se deve em grande medida, à redução dos custos com combustíveis.

### 6.1.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

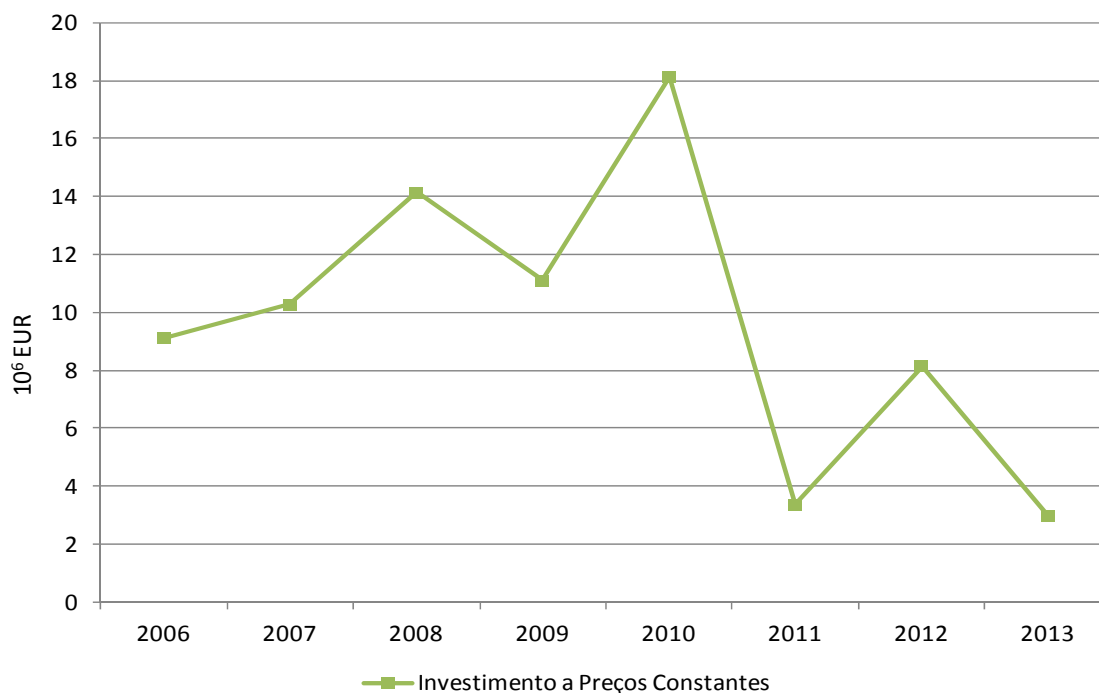
A Figura 6-3 evidencia um acréscimo constante do ativo bruto da EDA, sendo que o ativo líquido em exploração (RAB) nos últimos anos apresenta alguma estabilidade.

**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



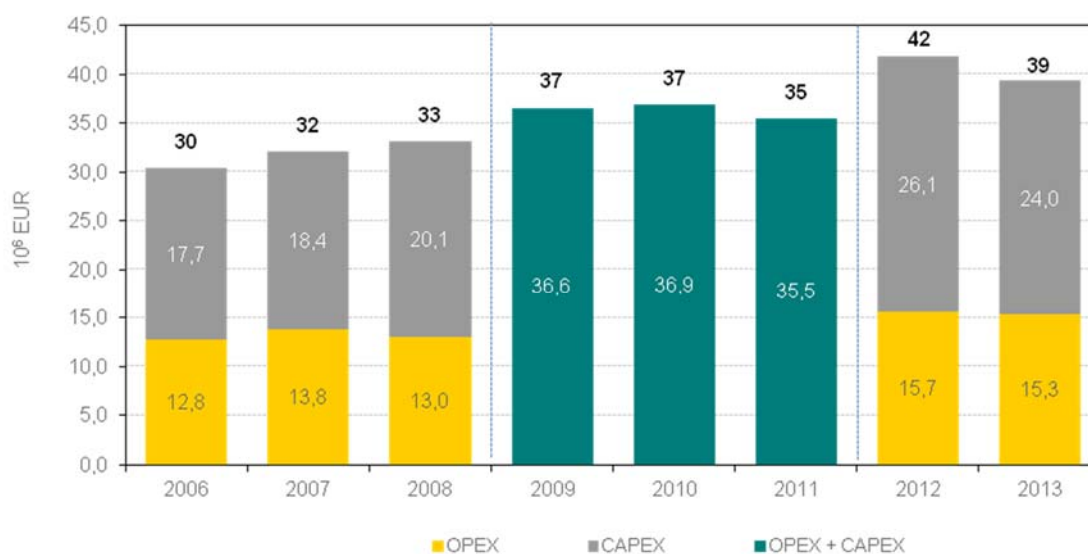
## 6.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 6.2.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), o OPEX cresceu ligeiramente muito embora a rede se tenha desenvolvido consideravelmente. Deste modo, o comportamento dos proveitos permitidos está sobretudo associado à evolução do CAPEX. 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. No período de regulação 2012-2014, o OPEX manteve-se regulado com metas de eficiência, enquanto a regulação do CAPEX passou a basear-se em custos aceites anualmente.



**Figura 6-5 - Proveitos permitidos reais<sup>20</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 é baseado em custos aceites anualmente e o OPEX é regulado tendo por base a aplicação de metas de eficiência.

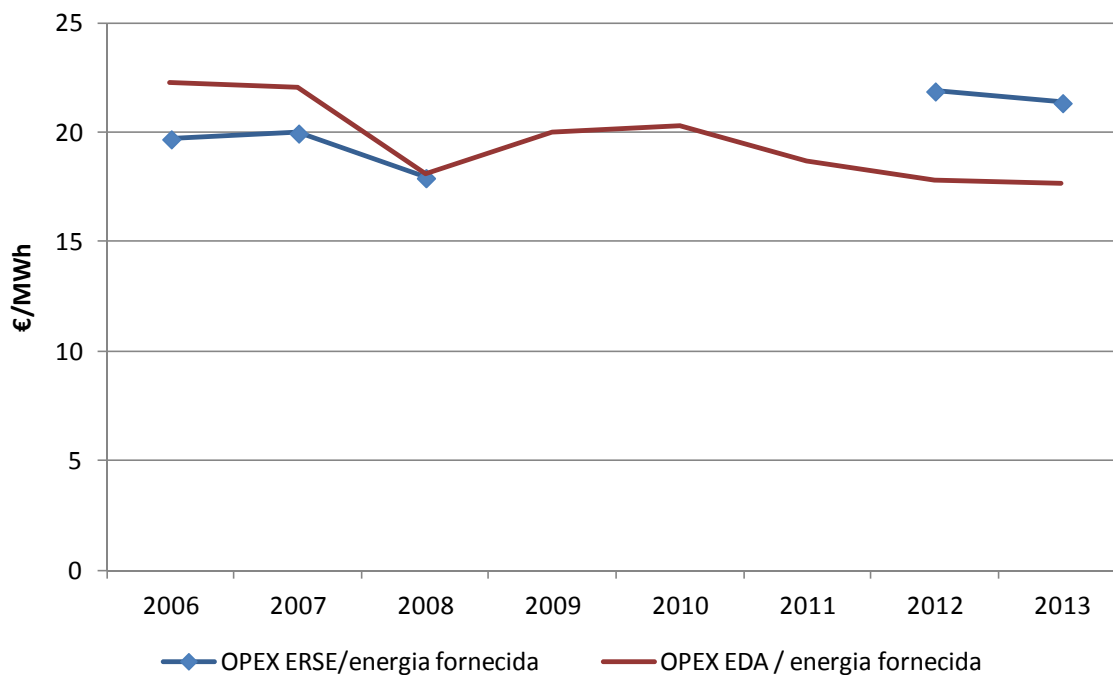
Não é possível desenhar a curva dos custos aceites pela ERSE dado que a aplicação de um *price cap* à atividade não nos permite destringir o que diz respeito às componentes OPEX e CAPEX.

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. A partir de 2011 o acréscimo deve-se ao efeito conjugado de acréscimo de custos e de redução da energia fornecida.

<sup>20</sup> Não inclui o efeito do ajustamento

Relativamente ao último período regulatório podemos concluir que os custos unitários por energia fornecida da EDA são inferiores aos custos unitários aceites pela ERSE.

**Figura 6-6 - Custos por energia fornecida EDA  
(preços constantes de 2013)**

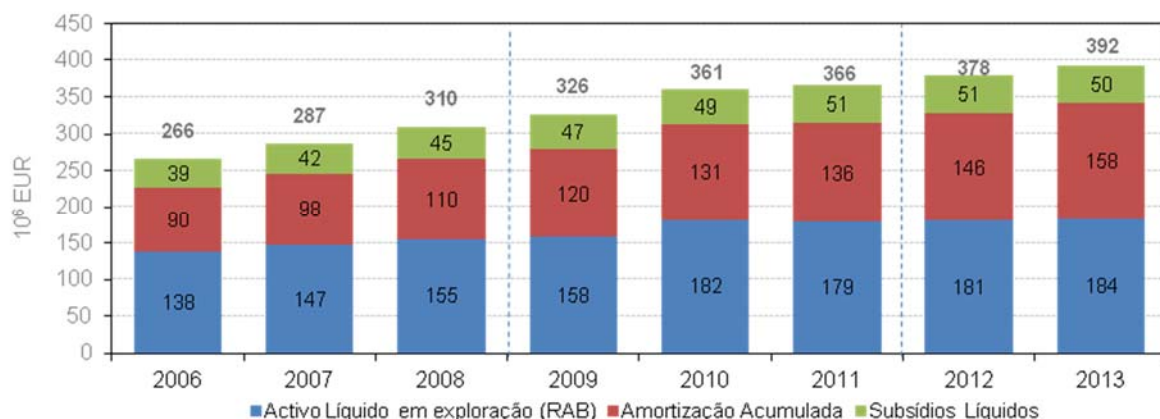


### 6.2.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

A Figura 6-7 demonstra que o valor de imobilizado líquido em exploração tem crescido continuamente ao longo dos últimos anos, o que significa que o investimento transferido para exploração tem sido mais 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.

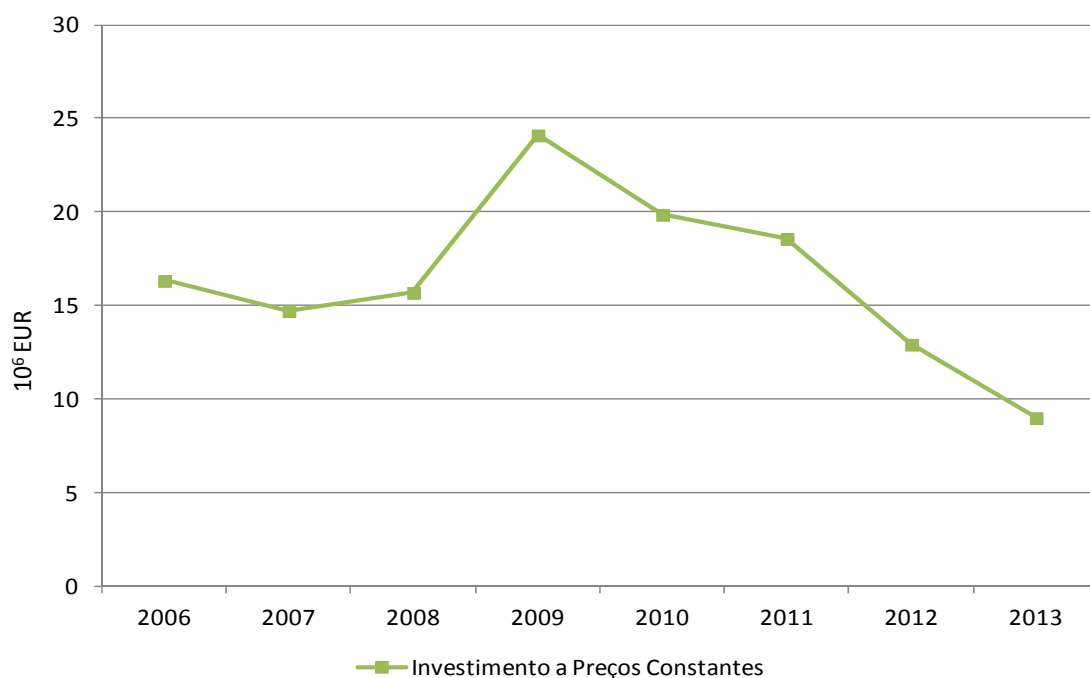
Para os anos de 2012 e 2013, a tendência de crescimento do ativo bruto da EDA continuou, enquanto se mantém alguma estabilidade ao nível do ativo líquido.

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 2013 observa-se o investimento com o valor mais baixo de todo o período em análise.

Figura 6-8 - Evolução do Investimento DEE EDA



## 6.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

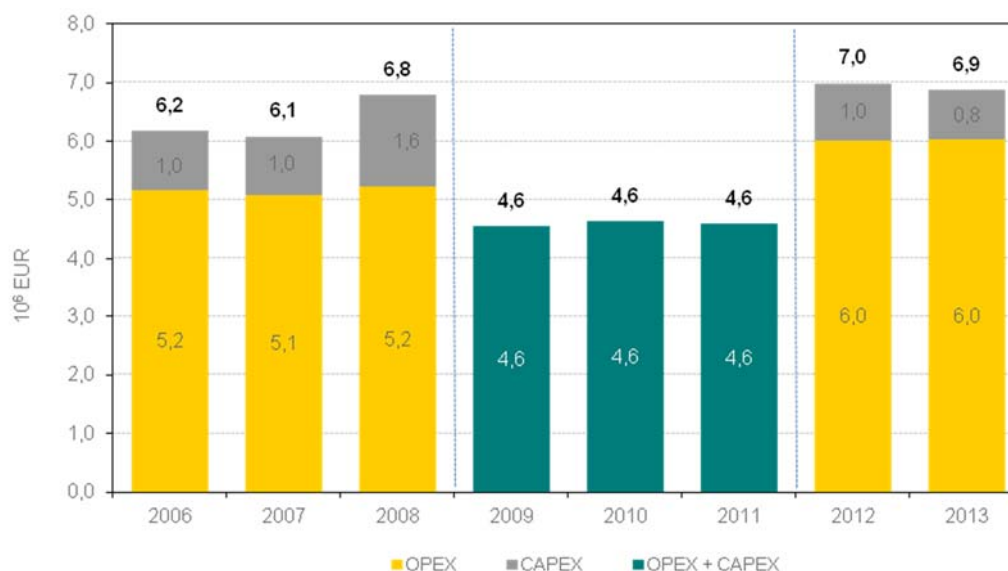
### 6.3.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

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*.

**Figura 6-9 - Proveitos permitidos reais<sup>21</sup> – CEE EDA  
(preços correntes)**



<sup>21</sup> Não inclui o efeito do ajustamento.

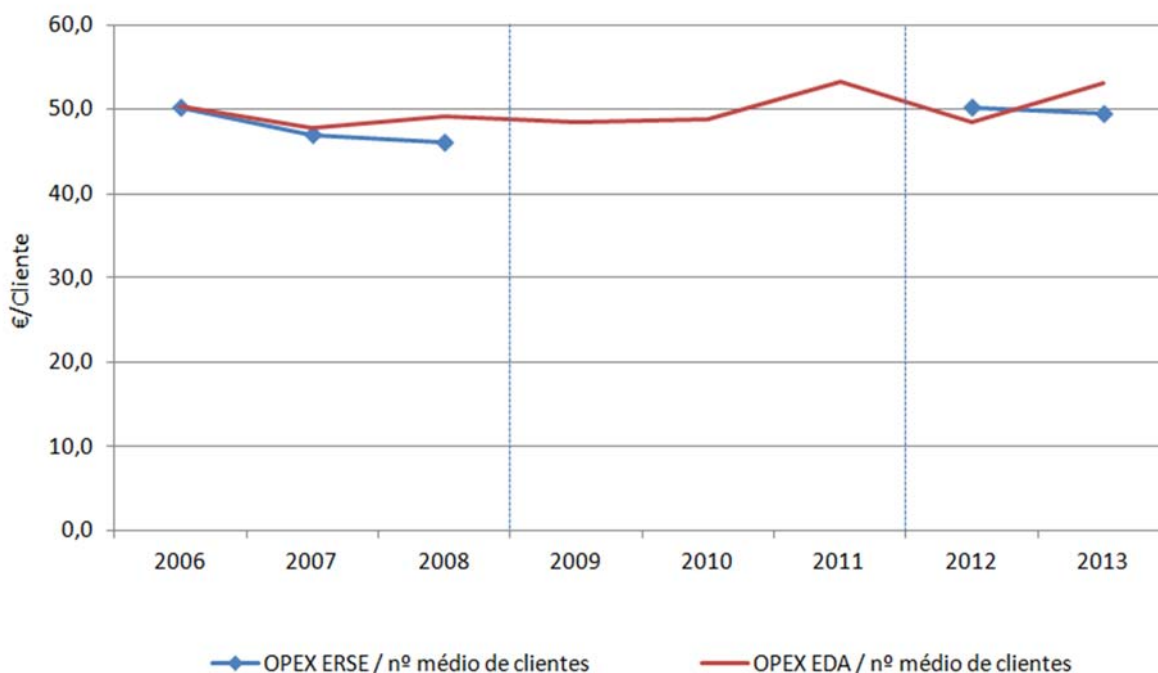
### 6.3.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

Até 2008 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX e CAPEX da atividade de CEE, sendo que a partir de 2009 se aplicou um mecanismo do tipo *price cap* a estas duas componentes. No período regulatório 2012-2014 o CAPEX passou a ser regulado com base numa metodologia de custos aceites anualmente e o OPEX manteve-se com um mecanismo do tipo *price cap*.

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.

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.

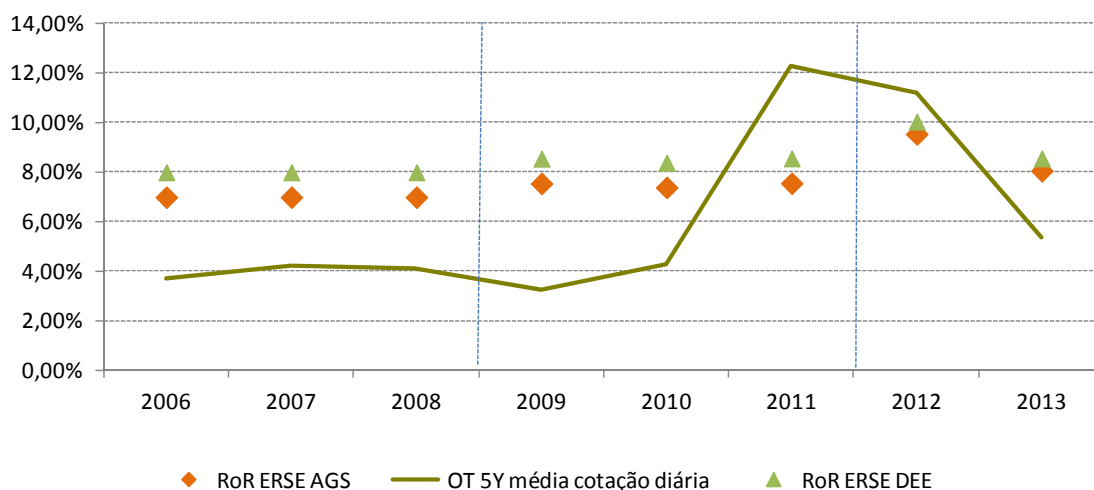
**Figura 6-10 - Custos unitários por cliente EDA  
(preços constantes de 2013)**



## 6.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

A figura seguinte 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. Esta evolução decorre da 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**

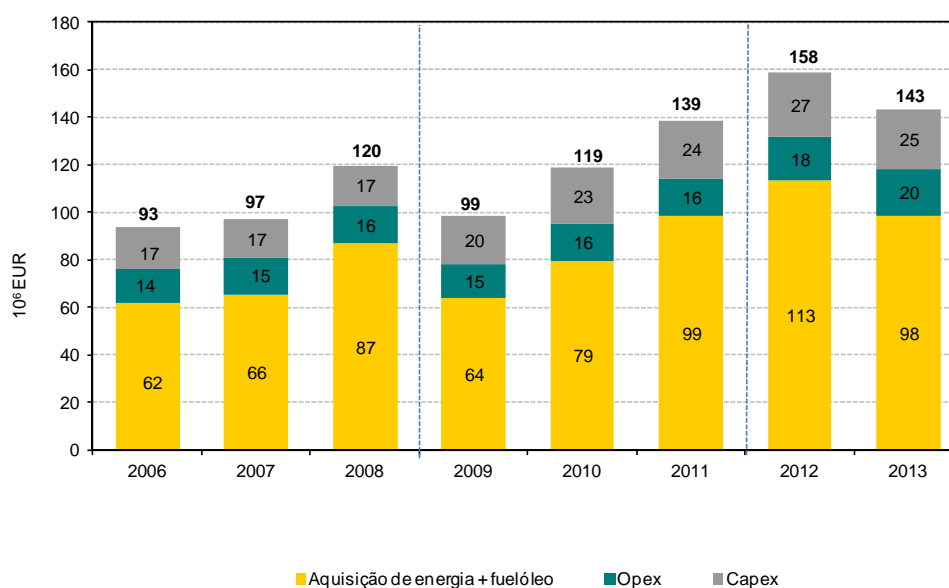
#### **7.1.1 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

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>22</sup> – AGS EEM**  
(preços correntes)



De acordo com a Figura 7-1, observa-se um incremento sistemático dos proveitos permitidos da EEM afetos à atividade de AGS, com exceção dos anos de 2009 e 2013.

O decréscimo observado nestes anos é motivado, sobretudo, pelo comportamento do OPEX, particularmente pela diminuição observada ao nível dos custos com aquisição de combustível e, ainda que em menor escala, ao decréscimo dos custos com aquisição de energia.

### 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>23</sup> unitário, conforme ilustra a Figura 7-2.

<sup>22</sup> Não inclui ajustamento

<sup>23</sup> OPEX+CAPEX



Figura 7-2 - TOTEX por energia<sup>24</sup> EEM (preços constantes de 2013)

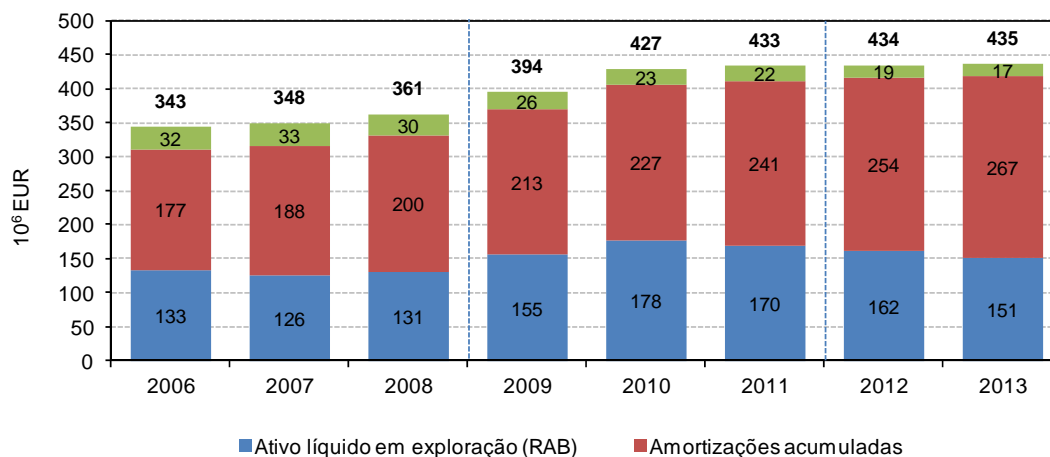
Conforme se pode observar, assiste-se, na generalidade, a um aumento do TOTEX em termos unitários, o qual é sobretudo motivado pelo custo da energia. Excetua-se o decréscimo verificado em 2009 e em 2013 devido à redução dos custos com a aquisição de energia e fuelóleo, conforme anteriormente referido. O crescimento acentuado do TOTEX unitário a partir de 2010 resulta do decréscimo verificado na energia emitida, decorrente da quebra verificada no consumo.

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 os custos com aquisição de fuelóleo, desde 2010, e as rubricas de custos controláveis, desde 2009.

<sup>24</sup> Energia emitida

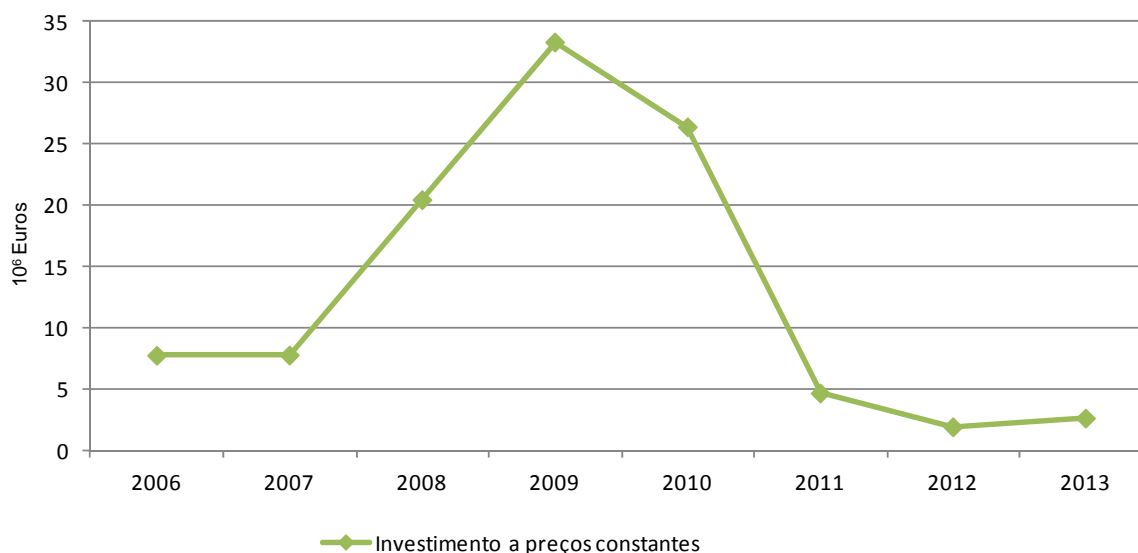
## 7.1.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

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 crescente até 2010 e ligeiramente decrescente nos anos subsequentes.

Figura 7-4 - Evolução do investimento da AGS



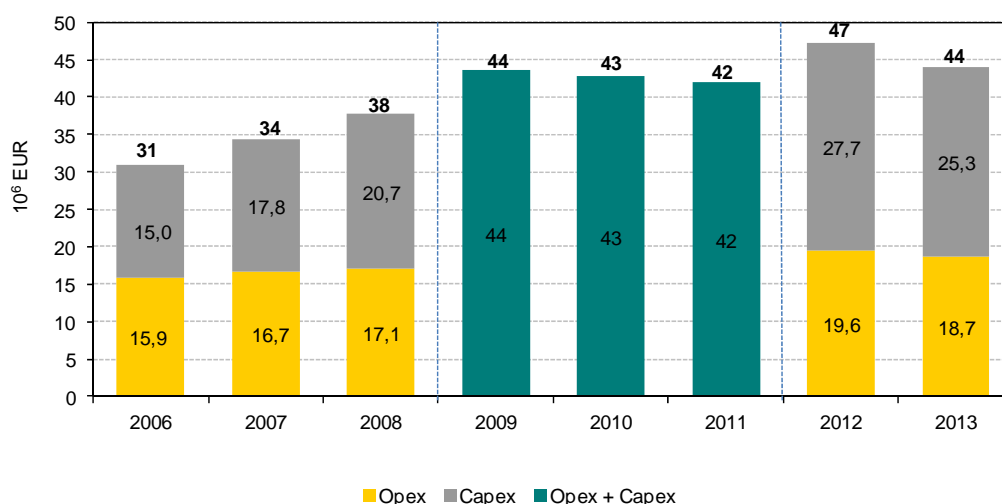
No que respeita à análise do investimento da AGS, conforme se pode observar na Figura 7-4, este revela um perfil bastante instável. A volatilidade associada ao investimento na produção deve-se ao facto destes investimentos serem indivisíveis.

## 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.

**Figura 7-5 - Proveitos permitidos reais<sup>25</sup> – DEE EEM  
(preços correntes)**



De acordo com a Figura 7-5, observa-se que o OPEX cresceu de forma constante.

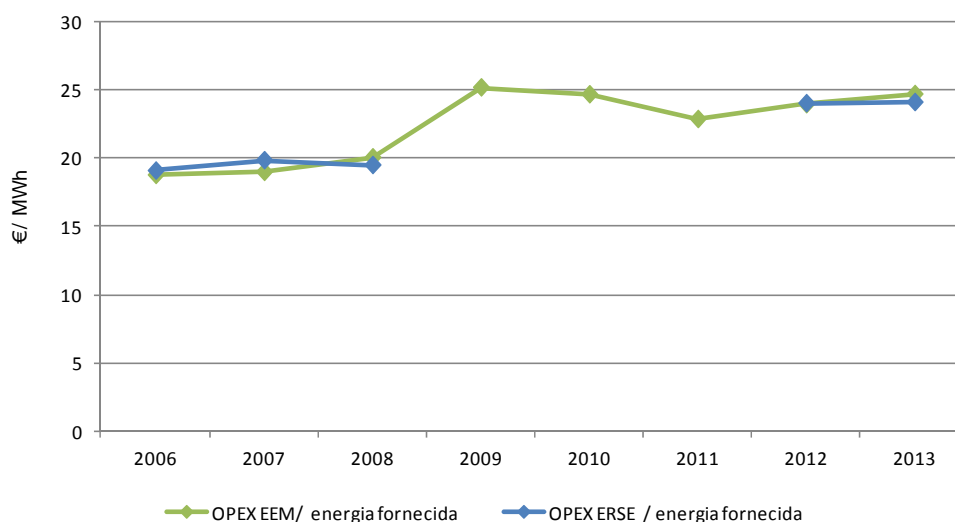
Importa referir que, tal como para a EDA, parte do acréscimo verificado entre 2008 e 2009 decorre de alterações regulamentares, nomeadamente da transferência de custos associados à comercialização de redes da atividade de CEE para a atividade de DEE, o que originou a respetiva transferência de custos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

<sup>25</sup> Não inclui o efeito do ajustamento.

Por outro lado, o novo aumento verificado em 2012 é coincidente com o início do período regulatório, tendo-se verificado um ajustamento na base de custos definida pela ERSE à realidade da empresa, tanto no CAPEX, como no OPEX. Neste último caso aplicaram-se metas de eficiência nos anos subsequentes.

## 7.2.2 EVOLUÇÃO DO OPEX UNITÁRIO

**Figura 7-6 - Custo unitário por energia fornecida EEM  
(preços constantes de 2013)**

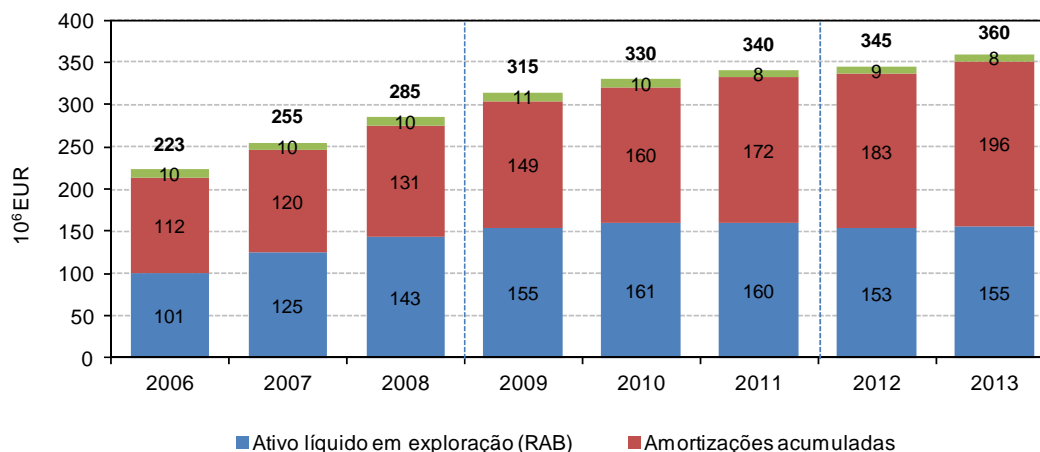


Importa desde já referir que não é possível desenhar a curva de OPEX unitário aceite pela ERSE para todo o período em análise, dado que a aplicação de um *price cap* ao TOTEX da empresa no período de 2009 a 2011 não permite destringir os custos que dizem respeito às componentes de OPEX e de CAPEX.

Centrando a análise no último período regulatório, pelo motivo referido, é possível observar que os custos unitários por energia fornecida incorridos pela EEM registaram um comportamento relativamente 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, fixada nos 5% ao ano.

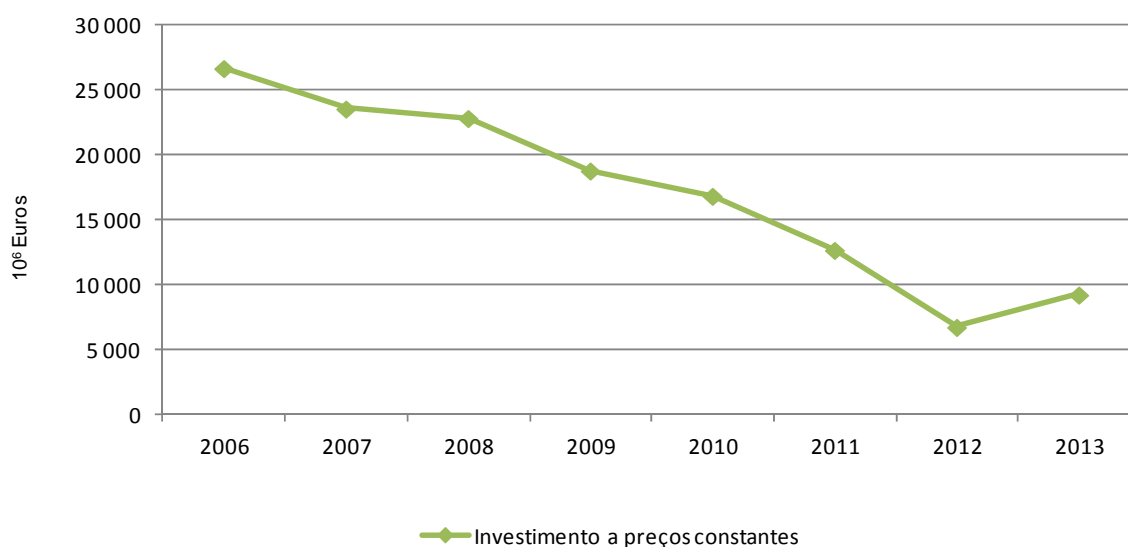
7.2.3 ANÁLISE DO ATIVOS E DOS INVESTIMENTOS

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. Nos últimos dois anos observou-se uma tendência de manutenção do RAB em níveis ligeiramente inferiores aos registados no período regulatório precedente, ajustando-se à tendência de contração do consumo verificado e da consequente quebra ao nível da energia fornecida.

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 2012 o seu valor mínimo, assistindo-se em 2013 a uma inversão desta tendência.

De registar, tal como para a EDA e para a EDP Distribuição, que um dos principais motivos que levou à retirada do CAPEX do *price cap* no período regulatório 2012-2014 foi o facto da aplicação de uma metodologia conjunta para o OPEX e o CAPEX poder levar as empresas a condicionarem o ritmo necessário de renovação e crescimento da rede, em particular quando não conseguem atingir a meta de eficiência pré-definida, por forma a garantir a rentabilidade do ativo.

Acresce que, no período de regulação de 2009 a 2011, verificou-se uma retração na procura de eletricidade na RAM, contrariamente ao que era expectável aquando da definição dos parâmetros, facto que também está na origem do abrandamento do esforço de investimento da EEM observado no período em apreço.

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

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

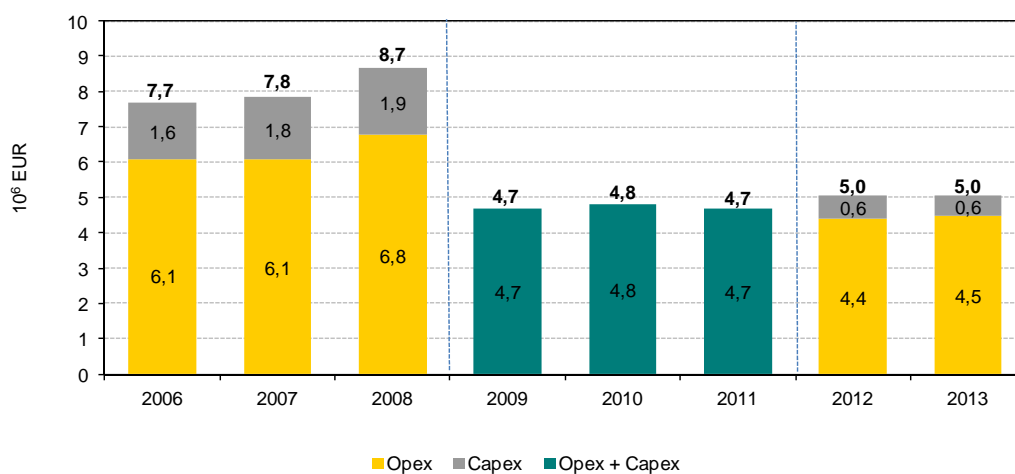
Ao contrário da atividade de DEE, os proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) dependem, sobretudo, da evolução do OPEX. Pese embora não seja uma atividade de capital intensivo, a empresa tem ativos diretamente afetos à prossecução da atividade de CEE, sendo remunerada em conformidade<sup>26</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. No 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>26</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>27</sup> – CEE EEM  
(preços correntes)**



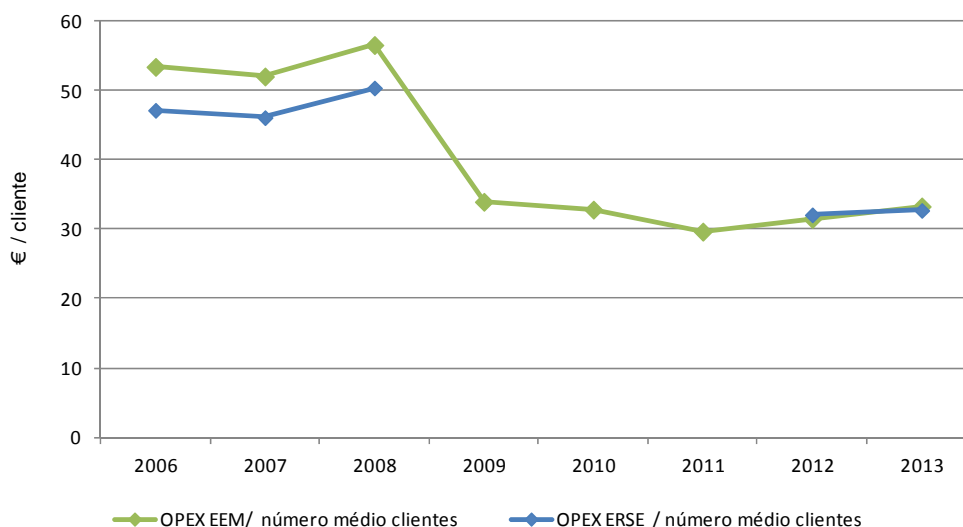
Como é possível observar pela figura supra, os proveitos permitidos da atividade de CEE têm registado um comportamento relativamente estável ao longo dos dois últimos períodos de regulação, em torno dos 5 milhões de euros, embora tendo por base metodologias regulatórias distintas no período analisado.

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 consequente 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>27</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 2013)**



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 último período regulatório, 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.

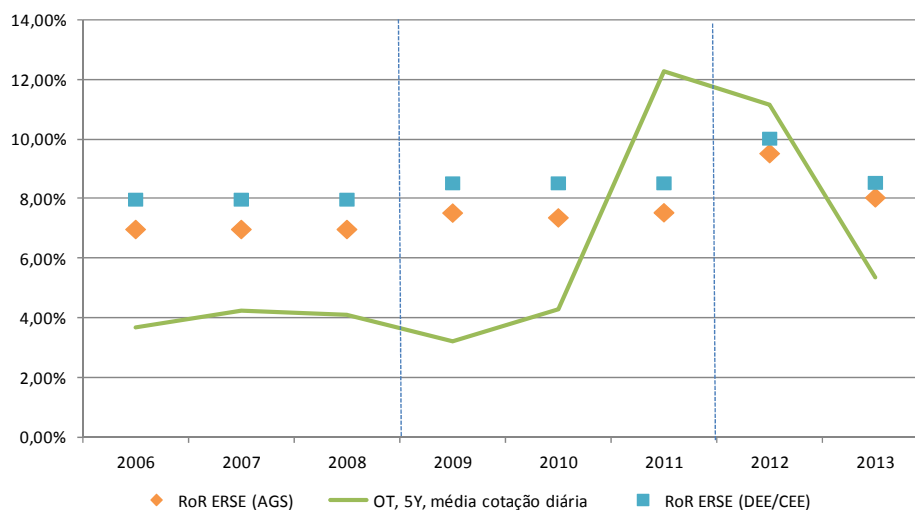
Relembre-se que parte do decréscimo verificado em 2009 decorre da já referida transferência de custos da atividade de CEE para a atividade de DEE.

## 7.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO

Na 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.