

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO  
E CUSTO DE CAPITAL  
PARA O PERÍODO 2009 A 2011**

Dezembro 2008

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)

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO  
PARA O PERÍODO 2009 A 2011

Dezembro 2008

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>PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA.....</b>	<b>3</b>
2.1	Base de custos operacionais para 2009 e factor de eficiência para o período 2009 a 2011.....	5
2.2	Custos incrementais associado aos custos de manutenção dos novos investimentos .....	12
2.3	Parâmetros de regulação para o próximo período de regulação.....	14
<b>3</b>	<b>PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>15</b>
3.1	Base de custos controláveis para o ano de 2009 e metas de eficiência para os anos de 2010 e 2011 .....	19
3.1.1	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis .....	19
3.1.1.1	Modelos de eficiência apresentados pela EDP Distribuição.....	19
3.1.1.2	Consistência das estimativas de eficiência.....	22
3.1.1.3	Metas de eficiência .....	25
3.1.2	Base de custos a considerar.....	27
3.1.3	Repartição entre a componente fixa e a componente variável.....	31
3.1.4	Parâmetros associados à componente fixa e à componente variável para o período de regulação 2009-2011 .....	31
3.2	Incentivo à redução de perdas na rede de distribuição .....	33
3.2.1	Programa Nacional de Alterações Climáticas.....	33
3.2.1.1	Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição .....	33
3.2.1.2	Evolução das perdas nas redes referidas à emissão .....	34
3.2.1.3	Evolução das perdas na rede de distribuição no referencial de saída.....	35
3.2.1.4	Perdas de referência para o período de regulação 2009-2011 .....	37
3.2.2	Montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo.....	37
3.3	Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.....	39
3.3.1	Mecanismo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.....	39
3.3.2	Definição dos parâmetros em vigor entre 2003 e 2008 .....	41
3.3.3	Análise da aplicação do Incentivo à melhoria da qualidade de serviço nos anos de 2003 a 2007.....	45
3.3.4	Definição dos parâmetros para o período de regulação 2009-2011.....	47
3.3.5	Parâmetros para o incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação 2009-2011 .....	49
<b>4</b>	<b>PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL .....</b>	<b>51</b>
4.1	Base de custos controláveis para 2009 e metas de eficiência a alcançar no período 2009-2011.....	53
4.2	Repartição entre a componente fixa e a componente variável .....	57
4.3	Parâmetros associados à componente fixa e à componente variável para o período de regulação 2009-2011 .....	58

---

4.4	Parcela associada à reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos.....	58
<b>5</b>	<b>PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDA .....</b>	<b>61</b>
5.1	Enquadramento .....	61
5.2	Pressupostos .....	62
5.3	Metodologia de apuramento da base de proveitos para 2009 na Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica .....	62
5.4	Conclusões .....	67
5.5	Metodologia de apuramento da base de proveitos para 2009 na Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica .....	71
5.6	Conclusões .....	75
<b>6</b>	<b>PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EEM .....</b>	<b>79</b>
6.1	Enquadramento .....	79
6.2	Actividade de distribuição de energia eléctrica .....	80
6.2.1	Pressupostos utilizados.....	80
6.2.2	Metodologia de cálculo.....	80
6.3	Actividade de comercialização de energia eléctrica .....	85
6.3.1	Metodologia de cálculo.....	85

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução dos custos operacionais de exploração da REN no período 1999 a 2009 (preços constantes de 2008).....	6
Figura 2-2 - Custos operacionais controláveis na actividade de Transporte de Energia Eléctrica (preços constantes de 2008).....	7
Figura 2-3 - Custos operacionais controláveis unitários na actividade de Transporte de Energia Eléctrica (preços constantes de 2008).....	8
Figura 3-1 - Custos regulados por unidade fornecida.....	17
Figura 3-2 - Desvio de previsões dos custos controláveis.....	28
Figura 3-3 - Evolução dos custos unitários controláveis da EDP Distribuição preços constantes de 2008.....	29
Figura 3-4 - Custos controláveis por unidade fornecida na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	30
Figura 3-5 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição.....	34
Figura 3-6 - Evolução das perdas nas redes de transporte e de distribuição, referidas à emissão.....	35
Figura 3-7 - Evolução dos parâmetros do mecanismo de incentivo e das perdas verificadas na rede de distribuição, no seu referencial da saída.....	36
Figura 3-8 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição.....	38
Figura 3-9 - Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	40
Figura 3-10 - Valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2007.....	46
Figura 3-11 - Valores de TIEPI em Portugal e Espanha.....	49
Figura 4-1 - Evolução dos custos controláveis da Comercialização.....	55
Figura 4-2 - Custos unitário por consumidor no período.....	57
Figura 5-1 - Evolução dos custos controláveis da actividade de DEE a preços correntes.....	63
Figura 5-2 - Evolução dos custos controláveis da actividade de DEE a preços constantes de 2008.....	64
Figura 5-3 - Evolução dos custos controláveis unitários da actividade de DEE a preços correntes.....	65
Figura 5-4 - Evolução dos custos controláveis unitários da actividade de DEE a preços constantes de 2008.....	65
Figura 5-5 - Evolução dos custos da actividade de DEE.....	69
Figura 5-6 - Evolução dos custos unitários da actividade de DEE.....	70
Figura 5-7 - Evolução dos custos controláveis da actividade de CEE a preços correntes.....	72
Figura 5-8 - Evolução dos custos controláveis da actividade de CEE a preços constantes de 2008.....	72
Figura 5-9 - Evolução dos custos controláveis unitários da actividade de CEE a preços correntes.....	73
Figura 5-10 - Evolução dos custos controláveis unitários da actividade de CEE a preços constantes de 2008.....	73
Figura 5-11 - Evolução dos custos da actividade de CEE.....	77
Figura 5-12 - Evolução dos custos unitários da actividade de CEE.....	78
Figura 6-1 - Evolução dos custos controláveis da actividade.....	81
Figura 6-2 - Evolução dos custos de controláveis unitários.....	81

---

Figura 6-3 - Evolução dos custos controláveis da actividade, a preços constantes de 2008.....	82
Figura 6-4 - Evolução dos custos controláveis da actividade .....	86
Figura 6-5 - Evolução dos custos de controláveis unitários .....	86
Figura 6-6 - Evolução dos custos controláveis da actividade, a preços constantes de 2008.....	87

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Metodologia de cálculo do custo operacional de exploração a 31 de Dezembro de 2008.....	12
Quadro 2-2 - Metodologia de cálculo dos custos unitários de manutenção .....	13
Quadro 2-3 - Custos associados à manutenção de novos investimentos em 2009 .....	14
Quadro 3-1 - Eficiência média das áreas de rede da EDP Distribuição (estimativa modelos EDP) ....	21
Quadro 3-2 - Estatísticas descritivas dos modelos .....	22
Quadro 3-3 - Coeficientes de correlação entre as estimativas de eficiência .....	23
Quadro 3-4 - Identificação das melhores e piores áreas de rede .....	24
Quadro 3-5 - Eficiência média das áreas de rede.....	25
Quadro 3-6 - Potencial de ganho de eficiência na actividade de distribuição de energia eléctrica.....	27
Quadro 3-7 - Custos de exploração controláveis previstos para o período 2009-2011 .....	30
Quadro 3-8 - Custos com contadores .....	32
Quadro 3-9 - Cálculo dos parâmetros associados à parcela fixa e à parcela variável.....	33
Quadro 3-10 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição .....	36
Quadro 3-11 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição .....	37
Quadro 3-12 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição....	38
Quadro 3-13 - Valores anuais de TIEPI em Espanha.....	44
Quadro 3-14 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2003-2008 .....	45
Quadro 3-15 - Evolução do TIEPI entre 2003 - 2007.....	45
Quadro 3-16 - Determinação dos valores de $END_{REF}$ propostos para o período de regulação 2009-2011.....	48
Quadro 3-17 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação 2009-2011.....	49
Quadro 4-1 - Metodologia de cálculo do custo unitário para o período 2009-2011 .....	56
Quadro 4-2 - Cálculo dos parâmetros associados à parcela fixa e à parcela variável.....	58
Quadro 4-3 - Diferencial entre os prazos de recebimentos e os prazos de pagamento em dias.....	59
Quadro 5-1 - Factores de eficiência dos custos controláveis unitários da actividade de DEE .....	66
Quadro 5-2 - Determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de DEE .....	67
Quadro 5-3 - Componente variável unitária dos proveitos da actividade de DEE e parâmetros associados a essa componente .....	68
Quadro 5-4 - Factores de eficiência dos custos controláveis unitários da actividade de CEE .....	74
Quadro 5-5 - Determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de CEE .....	75
Quadro 5-6 - Componente variável unitária dos proveitos da actividade de CEE e parâmetros associados a essa componente .....	76
Quadro 6-1 - Custos controláveis unitários e factores de eficiência associados.....	82
Quadro 6-2 - Determinação da componente variável em MT .....	83
Quadro 6-3 - Determinação da componente variável em BT.....	84

---

Quadro 6-4 - Parâmetros da DEE em MT .....	84
Quadro 6-5 - Parâmetros da DEE em BT .....	84
Quadro 6-6 - Custos controláveis unitários e factores de eficiência associados.....	87
Quadro 6-7 - Determinação da componente variável em MT .....	88
Quadro 6-8 - Determinação da componente variável em BT.....	88
Quadro 6-9 - Parâmetros da CEE em MT .....	89
Quadro 6-10 - Parâmetros da CEE em BT .....	89

## 1 INTRODUÇÃO

Neste documento determinam-se os parâmetros de regulação a aplicar às diferentes actividades reguladas para o período de regulação 2009-2011. Os parâmetros incluem, nomeadamente, metas de eficiência, custos de referência, bem como os valores adoptados para o custo de capital.

Estes parâmetros aplicam-se às empresas reguladas: REN, SA, EDP Distribuição, SA, EDP Serviço Universal, SA, EDA, SA e EEM, SA.

No estabelecimento dos diferentes parâmetros foram consideradas diferentes metodologias e hipótese de cálculo que se apresentam juntamente com uma justificação das opções tomadas.

No capítulo 2 determinam-se os parâmetros para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica do operador da rede de transporte, REN, SA.

No capítulo 3 determinam-se os parâmetros para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica do operador da rede de distribuição, EDP Distribuição, SA.

No capítulo 4 determinam-se os parâmetros para a actividade de Comercialização do comercializador de último recurso, EDP Serviço Universal, SA.

No capítulo 5 determinam-se os parâmetros para as actividades de Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica da entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores, EDA, SA.

No capítulo 6 determinam-se os parâmetros para as actividades de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira, EEM, SA.



## 2 PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Neste capítulo determinam-se os parâmetros da actividade de Transporte de Energia Eléctrica para o período de regulação 2009 a 2011.

Desde 1999 que os proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica são determinados em base anual. Estes proveitos devem recuperar os custos de funcionamento aceites pela ERSE e remuneração dos activos associados a esta actividade.

No início de um novo período de regulação a ERSE decidiu reanalisar o modelo de regulação a implementar, tendo em conta as vantagens e inconvenientes do modelo regulatório existente e o interesse em criar incentivos que promovam um comportamento mais eficiente do operador da rede de transporte.

Esta opção está em linha com as melhores práticas europeias. Estes modelos baseados em incentivos permitem simplificar a regulação e procuram conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de actuação.

Assim, foram consideradas quatro formas de incentivos que visam promover:

- Investimento mais eficiente;
- Manutenção de activos totalmente amortizados que ainda apresentem condições adequadas de funcionamento;
- Exploração mais eficiente;
- Melhor desempenho ambiental.

Ponderadas as vantagens e os inconvenientes dos incentivos propostos, a ERSE decidiu:

1. Contemplar a introdução de mecanismos 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;
2. Adoptar um incentivo à manutenção de activos em fim de vida útil que ainda apresentem condições de funcionamento aprovadas para além do período de amortização;
3. Adoptar uma fórmula de regulação para os custos de exploração, que estabeleça limites máximos a aplicar a estes custos e considere custos de referência adaptados ao nível de actividade da empresa;
4. Considerar taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de activos em função do tipo de regulação (consoante seja por custos aceites ou por custos de referência) que lhe está associado;
5. Adoptar um incentivo à disponibilidade da rede de transporte;

6. Manter o incentivo à promoção do desempenho ambiental, alterando apenas o momento de aceitação dos custos, os quais passam a ser aceites *ex-ante*.

A decisão da ERSE de usar um modelo misto de regulação baseado em custos de referência em linha com as melhores práticas internacionais teve em conta os comentários apresentados, nomeadamente os do operador da rede de transporte. A ERSE considera que a padronização dos investimentos e dos custos controláveis pela empresa obrigará a um exercício de controlo de custos mais rigoroso do que o actual e irá traduzir-se em vantagens para os consumidores de energia eléctrica, melhorando o desempenho da empresa.

A implementação deste tipo de incentivos exige que os referidos custos de referência sejam consistentes e adequados à realidade, pelo que a sua determinação necessita de uma avaliação técnica e económica dos valores de referência a adoptar no futuro. Assim, importa envolver uma entidade de reconhecida competência técnica que proceda à tipologia dos custos e ao cálculo dos valores em causa.

De igual modo, a instituição de uma metodologia de incentivos à disponibilidade da rede de transporte deve ser criteriosa e ponderada de modo a estabelecer uma partilha equilibrada dos benefícios entre a empresa e os consumidores.

Assim, tendo em conta que a ERSE irá promover, com a colaboração de uma entidade externa seleccionada para o efeito, durante o próximo ano, um estudo com o objectivo de definir os custos de referência a aplicar aos investimentos da rede de transporte de energia eléctrica, o qual incluirá a determinação dos custos incrementais relacionados com a extensão da rede e com o número de painéis em subestações, adiou-se para o próximo ano a fixação dos seguintes parâmetros:

- Preços de referência relativos ao investimento.
- Os factores de eficiência associados aos custos incrementais em função da extensão da rede e do número de painéis em subestação.

Ficam ainda por definir, durante o próximo ano, os parâmetros para cálculo do incentivo à disponibilidade da rede de transporte e do incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.

Relativamente ao incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil, e tal como para qualquer incentivo que se pretenda introduzir é necessária uma análise do custo/benefício da aplicação do mesmo.

A informação enviada pela REN, até à data, só permite calcular os custos associados à manutenção em exploração de linhas em fim de vida útil, não tendo sido enviada qualquer informação que permitisse o cálculo do benefício associado, pelo que não se encontrando reunidas as condições para a fundamentação da aplicação do incentivo, não se definiu qualquer parâmetro associado a este incentivo.

Tendo em conta o exposto, os parâmetros definidos para esta actividade para o período 2009-2011, são os seguintes:

- Base de custos operacionais para o ano 2009 e factor de eficiência para o período de regulação 2009-2011.
- Custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações.
- Custo de capital para os activos calculados com base em custos reais.
- Custo de capital para os activos calculados com base em custos de referência.

A forma de cálculo dos custos de capital e a justificação para os respectivos valores encontra-se no documento que constitui a 2ª parte deste relatório “Custo de Capital para o Período 2009-2011”.

## **2.1 BASE DE CUSTOS OPERACIONAIS PARA 2009 E FACTOR DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2009 A 2011.**

A nova reorganização do mercado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, associada à cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica das centrais da EDP Produção obrigou a uma reorganização da REN, SA, nomeadamente a criação da REN Trading, para a qual foi transferida a gestão dos dois contratos de aquisição de energia eléctrica que se mantiveram em vigor, e a eliminação da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

Tendo em conta a criação desta nova entidade, bem como a integração no Grupo REN do vector do Gás Natural, associado às instalações de alta pressão (terminal de GNL, instalações de armazenamento subterrâneo e rede nacional de transporte) por destaque do Grupo GALP, a REN procedeu igualmente já no decurso de 2008 à constituição de uma nova empresa, a REN Serviços a que afectou todas as funções de apoio comum aos dois sectores de actividade.

Estas alterações tiveram como consequência uma reafecção de custos entre todas as actividades reguladas do sector eléctrico pertencentes ao Grupo REN: actividade de Gestão Global do Sistema e actividade de Transporte de Energia Eléctrica, ambas da REN, e actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC), da REN Trading.

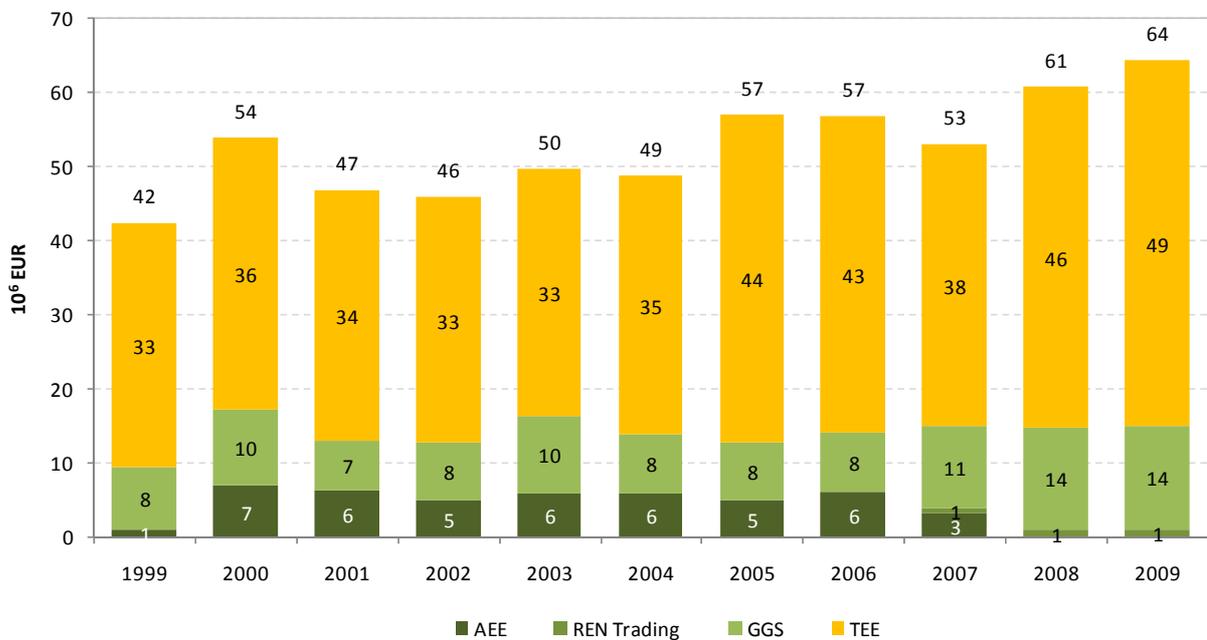
Na Figura 2-1 apresenta-se a evolução dos custos operacionais de exploração controláveis, a preços de 2008, por actividade regulada da REN, actividade de Aquisição de Energia Eléctrica (AEE), actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC), actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) e actividade de Transporte de Energia Eléctrica (TEE).

Consideram-se custos operacionais de exploração controláveis os seguintes custos:

- Os custos com materiais diversos, custos com pessoal e custos com fornecimentos e serviços externos líquidos dos custos imputados ao investimento.
- Os custos com provisões (exclui ajustamentos para dívidas de clientes).
- Os outros custos operacionais, excluindo os custos de interesse geral (sobrecusto das Regiões Autónomas, OMIP, ERSE, AdC, PPEC e PPDA).

A estes custos deduzem-se os proveitos com prestações de serviços, subsídios à exploração, prestações suplementares e outros proveitos operacionais.

**Figura 2-1 - Evolução dos custos operacionais de exploração da REN no período 1999 a 2009**  
(preços constantes de 2008)



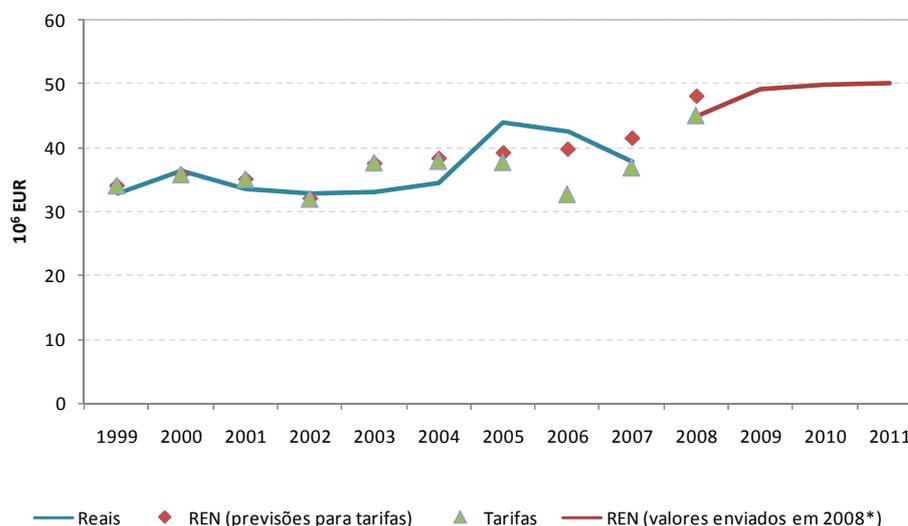
Da análise da figura conclui-se que a evolução dos custos da REN é determinada pela evolução dos custos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, representando esta actividade mais de 70% dos custos totais.

**BASE DE CUSTOS OPERACIONAIS E METAS DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2009-2011**

Tendo em conta que a actividade de Transporte de Energia Eléctrica tem sido regulada por custos aceites, os níveis de eficiência determinados foram obtidos com base nos custos reais da empresa.

A Figura 2-2 apresenta a evolução dos custos operacionais na actividade de Transporte de Energia Eléctrica no período 1999 a 2007, as estimativas da empresa para o ano de 2008 e previsões para o período 2009-2011<sup>1</sup>.

**Figura 2-2 - Custos operacionais controláveis na actividade de Transporte de Energia Eléctrica**  
(preços constantes de 2008)



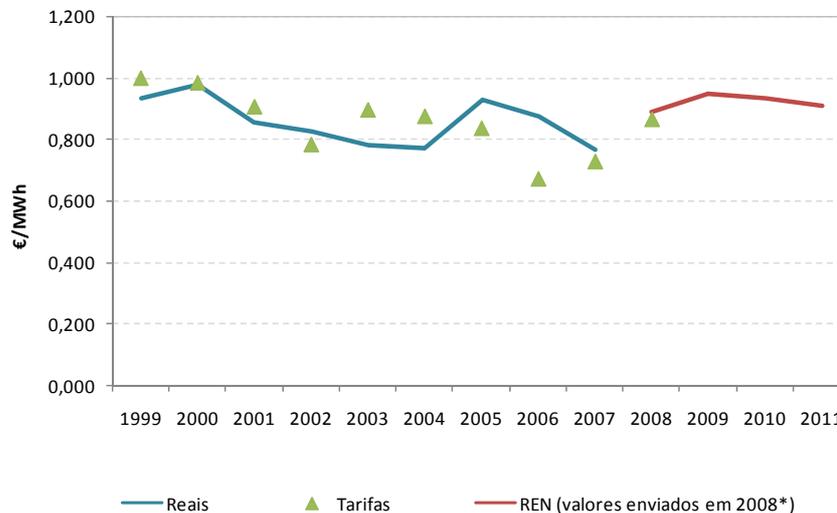
Nota: <sup>[1]</sup> Previsões da empresa enviadas em Dezembro de 2008 para o ano de 2008 e em Setembro de 2008 para o ano de 2009. Os valores de 2010 e 2011 foram ajustados em conformidade.

Fonte: REN, ERSE

Na Figura 2-3 apresenta-se a evolução dos custos operacionais de exploração unitários, calculados tendo em conta a energia afectada à tarifa de Uso Global do Sistema.

<sup>1</sup> Os valores de 2008 e 2009 têm em conta as novas previsões da empresa enviadas em Setembro de 2008 relacionada com os custos com serviços partilhados (serviços prestados pela REN SGPS e REN Serviços). Os valores de 2010 e 2011 foram ajustados considerando que estes custos se mantinham constantes nos anos seguintes.

**Figura 2-3 - Custos operacionais controláveis unitários na actividade de Transporte de Energia Eléctrica**  
(preços constantes de 2008)



Nota: <sup>[1]</sup> Previsões da empresa enviadas em Dezembro de 2008 para o ano de 2008 e em Setembro de 2008 para o ano de 2009. Os valores de 2010 e 2011 foram ajustados em conformidade.

Fonte: REN, ERSE

No período 1999 a 2007 a taxa de variação média anual dos custos unitários foi de -2,5%.

A Figura 2-3 apresenta ainda os custos aceites para cálculo das tarifas (com base em previsões enviadas pela empresa), salientando-se o facto de que tendo esta actividade sido regulada por custos aceites, os desvios entre as previsões da empresa e o real, desde que devidamente justificados eram aceites. Esta situação ocorreu em 2005, devido à alteração da metodologia dos custos actuariais e da constituição de uma provisão para outros riscos e encargos com um impacte total de cerca de 11 milhões de euros nos custos desta actividade. Em 2006 reconheceram-se os custos com trabalhos especializados, os quais não tinham sido aceites *a priori* por falta de justificação destes valores pela empresa.

No último período de regulação continuando a verificar-se que a REN enviava estimativas e previsões de custos operacionais de exploração superiores aos valores previstos em 2001 e aos valores reais, o que revelava alguma ineficácia no controlo dos seus custos, a ERSE para cálculo das tarifas não tem aceite cerca de 4% dos custos operacionais de exploração previstos pela empresa, de forma a dar um sinal incentivador para a obtenção de ganhos de eficiência na operação e manutenção da rede de transporte.

De acordo com um estudo de *benchmarking* internacional efectuado<sup>2</sup> que envolveu a REN e os operadores da rede de transporte da Áustria (Verbund APG), da Dinamarca (Elkraft e Eltra), da Holanda

<sup>2</sup> "ECOM+ Results 2005 - Final Report", Sumicsid AB, 2005-10-30.

(Tennet) e da Noruega (Statnett), promovido pelos reguladores dos respectivos países, a REN apresentava um elevado potencial de melhoria relativo ao seu desempenho ao nível dos custos de operação e manutenção da rede de transporte.

Este estudo de benchmarking encontra-se actualmente em actualização, no âmbito das actividades desenvolvidas pelo CEER, abrangendo presentemente 22 operadores da rede de transporte e envolvendo 18 entidades reguladoras, com base em informação de custos de exploração referente aos anos de 2003 a 2006 e de investimentos desde inícios de 70.

Esta análise de benchmarking inclui abordagens não paramétricas, *Data Envelopment Analysis* (DEA), e abordagens paramétricas, método dos mínimos quadrados corrigido (COLS) e fronteiras estocásticas (SFA), para a determinação do desempenho dos operadores das redes de transporte.

Salienta-se para o facto de tendo em conta os acordos de confidencialidade assinados entre os reguladores e o consultor, enquanto não estiver terminado o relatório final (previsto para Dezembro de 2008) e não se chegar a um consenso quanto ao grau de descodificação na apresentação dos resultados, a disponibilização da informação constante dos relatórios preliminares entretanto apresentados, é restrita às entidades reguladoras, conhecendo cada regulador a posição relativa do(s) operador(es) da rede de transporte<sup>3</sup> do seu país e dos operadores cujos reguladores aceitaram disponibilizar os seus resultados aos outros reguladores.

De modo a tomar uma decisão orientada nesta matéria a ERSE solicitou análises suplementares ao consultor, assim como uma orientação, para a determinação do nível de eficiência dos custos a que é aplicável o *revenue cap*. Foram considerados diferentes modelos conceptuais para a relação entre custos e serviços fornecidos pelos operadores das redes de transporte, e para cada um destes modelos foram utilizados diversos métodos de estimação, paramétricos e não paramétricos.

De acordo com esta análise foram seleccionados modelos que apontam para eficiências dos referidos custos da REN entre os 68% e os 72%, com desvios em relação à eficiência média acima dos 10%, nomeadamente, entre 11% e 13%. Assim, a meta fixada pela ERSE tem em conta o desempenho médio e não o melhor desempenho.

O factor X, que determina ganhos de eficiência que o regulador impõe à empresa deve reflectir a deslocação da fronteira de eficiência do sector, que reflecte os ganhos de eficiência no sector resultantes do progresso tecnológico (designado na literatura por *frontier shift*) e os ganhos de eficiência ao nível da empresa, que reflecte a aproximação da empresa à fronteira de eficiência (designado na literatura por *catch-up effect*). A empresa deve conseguir alcançar, não apenas o ganho da indústria (a deslocação da

---

<sup>3</sup> Fazem parte do estudo 3 operadores da rede de transporte da Alemanha e 3 do Reino Unido.

fronteira), mas também os ganhos de eficiência específicos, eliminando a ineficiência específica da empresa.

Deste modo, adicionalmente aos ganhos de eficiência da empresa, poderia impor-se uma meta de eficiência que reflectisse o progresso tecnológico (deslocação da fronteira de eficiência). A meta de eficiência imposta pela ERSE baseia-se em modelos estáticos, isto é, analisando a eficiência num determinado ano, 2006. Não foi tido em conta o progresso tecnológico, uma vez que não existiam estimativas robustas para a evolução da fronteira.

A ausência de uma variável que reflecta a totalidade dos elementos de rede condiciona a possibilidade de determinação da evolução dos custos operacionais da rede com a evolução dessa mesma variável. Considera-se que quer a variável de extensão da rede, quer a do número de painéis ou mesmo da potência instalada não são suficientemente explicativas da evolução dos custos operacionais.

Deste modo, considerou-se como mais adequado a indexação da variação anual dos custos a uma variável não controlável pela empresa. Assim condicionou-se a variação dos custos operacionais à variação das quantidades afectas à tarifa de UGS e não só as quantidades efectivamente transportadas pela rede de transporte, uma vez que a rede tem de estar dimensionada para a evolução do consumo prevista (tendo em conta a ponta máxima do consumo). Acrescem a estes custos, os custos associados à variação do equipamento de rede calculados com base em custos incrementais por km de rede e por número de painéis em subestações.

No cálculo da base de custos para 2009, tendo em conta os desvios entre as previsões da empresa e os custos reais, a ERSE decidiu utilizar os últimos valores reais disponíveis referentes a 2007 e ajustaram-se estes valores tendo em conta a informação enviada pela empresa.

Assim, o custo operacional de exploração em 2009 foi calculado a partir dos custos reais de 2007 de acordo com a seguinte metodologia:

- Deduziram-se os custos com ambiente de 2007 uma vez que os mesmos são aceites no âmbito dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental e têm um tratamento autónomo.
- Deduziram-se os custos com limpeza das florestas de 2007.

O Decreto-Lei nº 124/2006, de 28 de Junho, estabelece a obrigação da REN proceder à Gestão de Combustível nas faixas das linhas MAT, nos espaços florestais previamente definidos nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI). Os troços das faixas das linhas identificados nesses planos passam, assim, a integrar a Rede Secundária de Gestão de Combustível prevista naquele Decreto-Lei.

Esta actividade não substitui a tradicional actividade de controlo da vegetação, indispensável como actividade de manutenção, de modo a garantir a segurança de exploração da linha.

A limpeza das florestas começou a ter expressão pela primeira vez em 2007, tendo-se gasto cerca de 0,7 milhares de euros. Em 2008 foram contratualizadas e estão em curso intervenções em dezenas de concelhos, estando a REN a prever que o custo atinja os 2 milhões de euros.

Ainda não foram enviados por todas as câmaras os seus PMDCI, pelo que assumindo que fazem uma abordagem maximalista das áreas de intervenção, até se completar a volta completa a todos os concelhos do país onde há linhas da REN e simultaneamente florestas, os custos anuais podem atingir os 5 milhões de euros.

Dado que estes custos são impostos por via administrativa, não controlável pela empresa e por se desconhecer os montantes realmente envolvidos, estes custos são aceites fora dos custos controláveis, sujeitos a ajustamentos anuais.

- Deduziram-se os custos e proveitos extraordinários de exercícios anteriores.
- Adicionaram-se os custos com a manutenção da rede de transporte e edifícios, no montante de 3,7 milhões de euros que, de acordo com informação enviada pela REN, foram adiados por um ano, de 2007 para 2008, o que justifica que os custos ocorridos em 2007 com operação e manutenção se encontrem abaixo dos valores médios anuais.
- Actualizaram-se os valores a preços de 2008.
- Adicionou-se o custo incremental associado à variação da extensão das linhas e do número de painéis em subestações, referente a 2008.

O Quadro 2-1 sintetiza a metodologia de cálculo do custo operacional de exploração a 31 de Dezembro de 2008.

**Quadro 2-1 - Metodologia de cálculo do custo operacional de exploração a 31 de Dezembro de 2008**

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
Base de custos	
Real 2007	
Materiais diversos	659
Custos com pessoal	23 643
Fornecimentos e Serviços Externos	22 467
Outros custos (v. líquido)	-9 809
<b>Total custos (10<sup>3</sup> EUR) (1)</b>	<b>36 960</b>
Ajustamentos	
Custos com ambiente (aceite fora da base de custos controláveis)	-2 086
Custos com limpeza de florestas (aceite fora da base de custos controláveis)	-708
Custos e proveitos de exercícios anteriores	-280
Manutenção da rede de transporte adiada de 2007	3 670
<b>Ajustamentos aos valores de 2007 (10<sup>3</sup> EUR) (2)</b>	<b>596</b>
Inflação de 2008 (2,7%)	1 014
Custos incrementais de manutenção (10 <sup>3</sup> EUR)	598
<b>Ajustamentos de 2008 (10<sup>3</sup> EUR) (3)</b>	<b>1 612</b>
<b>Custo operacional de exploração a 31 de Dezembro de 2008 (10<sup>3</sup> EUR) (4)</b>	<b>39 168</b>

Tendo como objectivo a previsibilidade da estabilidade tarifária, a evolução do passado e o nível de eficiência observado nos estudos elaborados por entidades externas, a ERSE decidiu aplicar para o período de regulação 2009-2011 um factor de eficiência aos custos operacionais de exploração de 0,5% ao ano, que resulta de um aumento previsto do consumo de 2,5% ao ano associada a um factor de eficiência de 3%.

O custo operacional de exploração fixado para 2009 ( $C_0$ ) é de 39 952<sup>4</sup> milhares de euros.

## 2.2 CUSTOS INCREMENTAIS ASSOCIADO AOS CUSTOS DE MANUTENÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS

Conforme anteriormente referido a validação dos custos associados à manutenção dos novos investimentos será objecto de análise no estudo que a ERSE irá promover no próximo ano, pelo que a

<sup>4</sup>  $C_{2009} = C_{2008} \times (1 + \text{IPIB} - X)$   
 $39\,952 = 39\,168 \times (1 + 2,5\% - 0,5\%)$

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2009 A 2011

PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

determinação dos factores de eficiência associados a estes custos será adiada para o ano seguinte com base nos resultados que se vierem a obter.

Relativamente ao cálculo dos custos para este ano aceitou-se a metodologia apresentada pela REN e que se sintetiza no Quadro 2-2.

**Quadro 2-2 - Metodologia de cálculo dos custos unitários de manutenção**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Média 2003-2009	Média 2003-2007
FSE's directos das subestações	4 494	4 004	4 069	5 101	3 199	6 463	6 638				
Outros custos de exploração (5% dos CD)	225	200	203	255	160	323	332				
Total (10 <sup>3</sup> EUR)	4 719	4 204	4 273	5 356	3 359	6 786	6 970				
Nº de painéis no final do ano	859	878	885	960	1 040	1 114	1 264	1 319	1 400		
N.º médio de painéis	838	869	882	923	1 000	1 077	1 189	1 292	1 360		
<b>Custo variável unitário (€/ painel)</b>											
preços correntes	5 634	4 840	4 847	5 806	3 359	6 301	5 862				
preços constantes 2008	6 431	5 393	5 267	6 140	3 450	6 301	5 725			5 529	5 336
FSE's directos de linhas	2 879	1 542	2 809	2 398	2 835	3 181	3 092				
Outros custos de exploração (5% dos CD)	144	77	140	120	142	159	155				
Total (10 <sup>3</sup> EUR)	3 023	1 619	2 950	2 517	2 977	3 340	3 247				
Comprimento da rede no final do ano (km)	6 544	6 490	6 656	7 018	7 426	7 907	8 543	9 248	9 525		
Comprimento médio da rede (km)	6 491	6 517	6 573	6 837	7 222	7 667	8 225	8 896	9 387		
<b>Custo variável unitário (€/ km)</b>											
preços correntes	466	248	449	368	412	436	395				
preços constantes 2008	532	277	488	389	423	436	386			419	422

Fonte: REN

A REN propôs um custo incremental de manutenção igual à média dos custos unitários no período 2003 a 2009.

Tendo em conta que a metodologia de cálculo deste valor será validada no estudo que irá decorrer no próximo ano, e que o custo incremental com a manutenção de novos investimentos deve ser inferior ao custo médio de manutenção imputado a linhas e painéis de subestações,

- Aceitou-se a metodologia de cálculo apresentada pela REN,
- Fixou-se para 2009 um valor igual à média dos valores ocorridos no período 2003 a 2007,
- Adiouse para o próximo ano a fixação dos parâmetros de eficiência associados a estes custos.

Os valores unitários, a preços de 2009, para o ano de 2009, são 5 470 €/painel de subestação e 430 €/km de rede.

No quadro seguinte apresenta-se o cálculo dos custos com a manutenção de novos investimentos, tendo em conta as previsões da REN para a variação média da extensão da rede e do número de painéis em subestações, para 2009.

**Quadro 2-3 - Custos associados à manutenção de novos investimentos em 2009**Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Custos manutenção novos investimentos em 2009	853
Custo unitário associado à extensão de rede (€/km)	430,0
Varição da extensão de rede, em quilómetros	558,6
Custo unitário associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 470,0
Varição do número de painéis de subestações	112,0

**2.3 PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PRÓXIMO PERÍODO DE REGULAÇÃO**

Tendo em conta o montante de custos operacionais de exploração obtidos no ponto 2.1 e os custos incrementais obtidos no ponto 2.2, os parâmetros para o próximo período de regulação associados aos custos operacionais, são os seguintes:

- Componente de custos de exploração para 2009 de 39 952 milhares de euros
- Factor de eficiência a aplicar aos custos de exploração de 0,5% ao ano.
- Custo incremental associado aos painéis de subestações para 2009 de 5 470 €/painel
- Custo incremental associado à extensão de rede para 2009 de 430 €/km de rede

Relativamente ao custo de capital, conforme mencionado no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011” o valor associado a este parâmetros é de 7,55% para 2009, sendo os valores de 2010 e 2011 determinados com base na rentabilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano  $t-2$  e 31 de Agosto do ano  $t-1$ , acrescida de 300 pontos base.

O custo de capital, antes de impostos, para os investimentos valorizados a preços de referência a vigorar ao longo do período de regulação 2009-2011 é calculado pela adição de 450 pontos base à taxa das OT a 10 anos, determinada com base na rentabilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano  $t-2$  e 31 de Agosto do ano  $t-1$ . Assim, para 2009, o custo de capital é fixado em 9,05%.

### 3 PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO

As actividades reguladas da EDP Distribuição têm sofrido alterações ao longo desta primeira década de regulação.

No primeiro período de regulação, de 1999 a 2001, foram reconhecidas à EDP Distribuição duas actividades para efeitos de regulação: Distribuição de Energia Eléctrica e Comercialização de Energia Eléctrica. Ambas as actividades foram reguladas por *price-cap*, existindo em simultâneo um mecanismo de partilha de lucros de forma a limitar os proveitos excessivos.

No 2.º período de regulação, 2002-2004, passaram a ser quatro actividades: Distribuição de Energia Eléctrica, Comercialização de Redes, Comercialização no SEP e Compra e Venda de Energia Eléctrica.

Paralelamente à alteração das actividades, também houve alteração nas formas de regulação. Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica manteve-se a regulação por *price-cap*, enquanto que nas actividades de comercialização a regulação passou a ser por taxa de remuneração com custos aceites *a priori*. A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica servia como intermediário à passagem dos custos a montante do fornecimento de energia (aquisição de energia eléctrica, gestão global do sistema e utilização da rede de transporte) provenientes da entidade concessionária da RNT, bem como, das compras de energia eléctrica efectuados pelo operador da rede em AT e MT no âmbito da parcela livre.

O mecanismo de partilha de lucros foi eliminado e os custos associados aos incentivos à redução de perdas, à melhoria da qualidade de serviço, à promoção da qualidade do ambiente e à promoção de políticas de gestão da procura, passaram a ser aceites *a posteriori*.

No terceiro período de regulação, 2005, e dado ter-se tratado de um ano de regulação transitório, mantiveram-se as actividades e a forma de regulação das mesmas.

No quarto período de regulação, 2006-2008, a nova organização do SEN, nomeadamente a existência da figura de comercializador regulado e a aplicação da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, obrigando no n.º 3 do artigo 19.º à existência de contas separadas na contabilidade interna da empresa e à apresentação de um balanço e uma demonstração de resultados por actividade, justificou uma reorganização das actividades exercidas pela EDP Distribuição.

As actividades reguladas da EDP Distribuição passaram a ser:

- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte,
- Distribuição de Energia Eléctrica,
- Comercialização de Redes,

- Compra e Venda de Energia Eléctrica,
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição,
- Comercialização.

As três primeiras actividades exercidas pela EDP Distribuição enquanto operador da rede de distribuição e as restantes actividades enquanto comercializador regulado.

As actividades de Compra e Venda são actividades de transferência de custos. Mantiveram-se para todas as actividades a forma de regulação do período anterior.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, atribui a licença de comercializador de último recurso a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades no sistema eléctrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição-Energia, S.A.. De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, esta sociedade foi constituída em 2006, tendo iniciado a actividade em 2007.

Na sequência destes diplomas, os proveitos permitidos para 2007 e 2008, foram calculados considerando que a EDP Distribuição, enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição exerce as actividades de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes e que a EDP Serviço Universal, SA, enquanto comercializador de último recurso, exerce as actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica, de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição e de Comercialização.

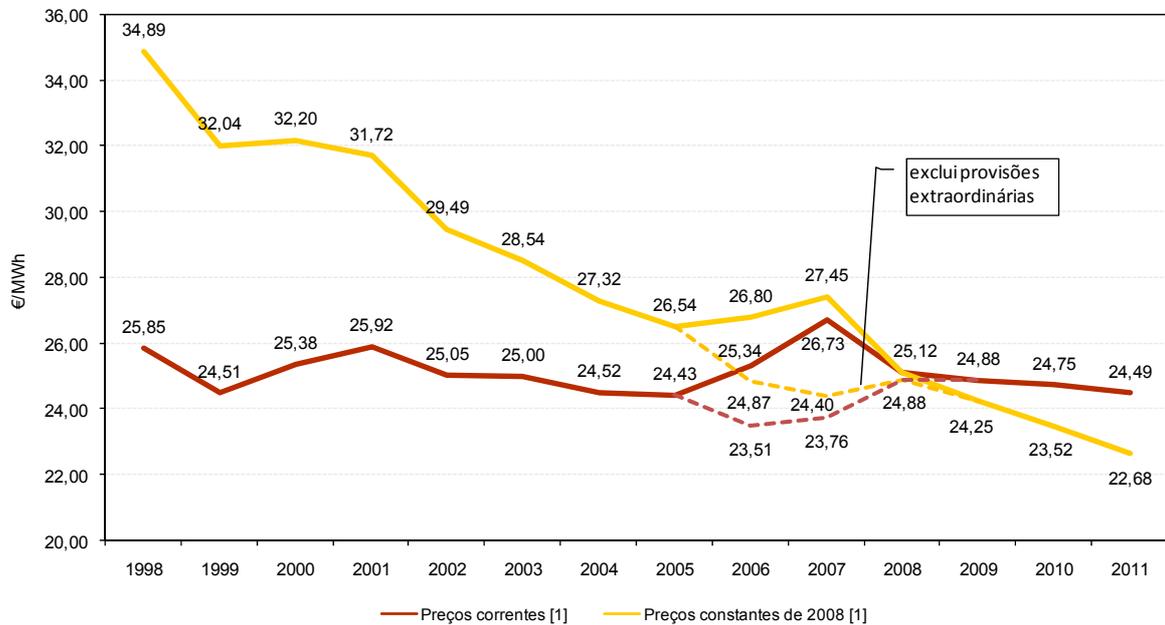
A separação da actividade de Comercialização de Redes da actividade de Distribuição, embora meramente contabilística, é uma realidade que existe apenas em Portugal e só para o sector eléctrico, pelo que a harmonização regulatória entre o sector do gás natural e da electricidade, e ainda a possibilidade da existência do OLMC foram alguns dos factores subjacentes à decisão de incorporar a actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2009.

Uma outra vantagem desta fusão prende-se com o facto de se verificarem transferências de custos entre actividades com separação apenas contabilística e com duas formas de regulação distintas, durante o período de regulação. Assim, caso não se tivesse optado pela fusão das actividades, a solução seria uniformizar as formas de regulação de modo a não incentivar a transferência de custos, durante o período de regulação, da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica regulada por limitação ao preço para a actividade de Comercialização de Redes regulada por custos aceites em base anual.

Devido a todas estas alterações importa enquadrar a evolução dos custos das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes, na evolução dos custos totais (custos controláveis e não controláveis, incluindo as amortizações e excluindo a remuneração do activo) da EDP Distribuição.

A Figura 3-1 apresenta a evolução destes custos por unidade fornecida.

**Figura 3-1 - Custos regulados por unidade fornecida**



[1] Exclui ajustamentos para dívidas de clientes

Da análise da figura verifica-se que excluindo o efeito das provisões extraordinárias (provisões para planos de reestruturação de efectivos, provisões para actos médicos e provisões para pensões), a taxa de crescimento média anual, de 1998 a 2007 é de -0,9% reduzindo-se para - 3,9% retirando o efeito da inflação.

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que resulta da integração da actividade de Comercialização de Redes nesta actividade, continua a ser regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação.

Concebidos como incentivos à melhoria do desempenho que efectivamente tenha ocorrido, os incentivos à redução do nível de perdas na rede de distribuição e à melhoria da qualidade de serviço continuam a ser aceites *a posteriori*, sendo reflectidos nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental passa ser aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulatório e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

Excluem-se da base de custos sujeita a preço máximo, os seguintes custos:

a) Custos com rendas de concessão

Segundo o artigo 42.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, as concessões de distribuição de electricidade em BT correspondem a concessões dos municípios atribuídas pelos órgãos competentes de cada município ou de associações de municípios na sequência da realização de concurso público.

Ainda o artigo 44.º do referido Decreto-Lei determina que os municípios têm direito a uma renda, devida pela exploração da concessão, nos termos a estabelecer em Decreto-Lei, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP). Esta renda deve ser incluída nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em BT, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

Estes custos, embora na regulação actual tenham sido sempre considerados como não controláveis pela empresa, têm sido sempre aceites com base em valores previsionais enviados pela EDP Distribuição para todo o período de regulação, não havendo lugar a ajustamentos face aos valores reais.

Considera-se, à semelhança da metodologia aplicada aos restantes custos de interesse económico geral, recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema, a transferência da totalidade destes custos para os consumidores com base em valores reais.

b) Custos no âmbito de programas de reestruturação de efectivos sujeitos a aprovação da ERSE

Na nova fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, na rubrica “Custos no âmbito de programas de reestruturação de efectivos”, englobam-se os custos com planos de reestruturação de efectivos anteriormente aceites pela ERSE. Estes custos são deduzidos à base de custos controláveis da empresa e aceites em base anual, desde que acompanhados anualmente por um relatório de execução.

Assim, para o próximo período de regulação é necessário determinar os seguintes parâmetros:

- Base de custos controláveis para o ano 2009 e metas de eficiência para os anos de 2010 e 2011.
- O custo de capital implícito na definição dos novos parâmetros associados ao preço máximo.
- A taxa de referência de perdas.
- Os parâmetros associados ao incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

### 3.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS PARA O ANO DE 2009 E METAS DE EFICIÊNCIA PARA OS ANOS DE 2010 E 2011

Existe um conjunto de aspectos que devem ser considerados na determinação dos parâmetros associados à componente fixa e à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (factores X):

- Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis.
- Base de custos a considerar.
- Repartição entre a componente fixa e a componente variável.

#### 3.1.1 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

##### 3.1.1.1 MODELOS DE EFICIÊNCIA APRESENTADOS PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição apresentou uma análise de eficiência económica aos custos das áreas de redes da EDP Distribuição, das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes. A eficiência económica de determinada empresa define-se em termos da distância a uma fronteira económica, que pode ser de custos, de proveitos ou de lucros. Nos modelos apresentados pela EDP Distribuição a preocupação prende-se com a verificação da hipótese comportamental de minimização dos custos por parte das áreas de rede, pelo que se analisa a eficiência de custos. A fronteira de custos define o mínimo de custos, dado determinado nível de produção, para determinados preços dos factores de produção e para a tecnologia de produção existente.

Neste caso, quando determinada empresa se encontra acima da fronteira de custos, significa que o custo em que está a incorrer para produzir os seus produtos é superior ao mínimo requerido. Isto pode ser consequência de utilizar excesso de factores de produção (ineficiência técnica) ou de utilizar a combinação inadequada de factores de produção, para os preços dos factores em que incorre (ineficiência na afectação de recursos).

Por forma a analisar as diferenças existentes entre o nível de eficiência nas 14 áreas de rede a EDP Distribuição estimou-se fronteiras de custos através de um método não paramétrico, *Data Envelopment Analysis* (DEA)<sup>5</sup>, e através de um método paramétrico, fronteiras estocásticas (*stochastic frontier analysis* SFA).

---

<sup>5</sup> O DEA é um método não paramétrico que utiliza a programação linear para construir uma fronteira de eficiência a partir de dados dos *inputs* e *outputs* de uma amostra de empresas, medindo-se a eficiência relativa de cada empresa através da sua distância à fronteira.

Os modelos foram estimados para 14 áreas de rede, para o período 2003 a 2006.

Os custos das áreas de rede considerados são na sua totalidade custos controláveis, representando cerca de 82% dos custos controláveis das actividades de Distribuição e de Comercialização de Redes.

As fronteiras de custos estimadas pela EDP Distribuição baseiam-se nos modelos propostos pela ERSE para fixação do factor de eficiência para o período de regulação de 2006 a 2008, sendo complementada com modelos adicionais e com uma metodologia não paramétrica de determinação de fronteiras, o *data envelopment analysis (DEA)*.

Os modelos apresentados consideram como variáveis explicativas dos custos a energia distribuída, o número de clientes, a extensão da rede, a qualidade de serviço (TIEPI), a densidade (área/cliente), a proporção de cabos subterrâneos no total da rede, a proporção da rede de BT e a proporção da energia distribuída em BT.

No Quadro 3-1 apresentam-se os modelos estimados pela EDP, assim como os resultados de eficiência.

**Quadro 3-1 - Eficiência média das áreas de rede da EDP Distribuição  
(estimativa modelos EDP)**

Variáveis explicativas	Energia, Redes				Energia, Redes, % Rede BT				
	DEA CRS mod 1	DEA VRS mod 2	SFA (linear) Error component mod 3	SFA (log-log) Error component mod 4	DEA CRS mod 5	DEA VRS mod 6	SFA (linear) Error component mod 7	SFA (linear) Technical effects mod 8	SFA (log-log) mod 9
2003	73%	77%	76%	84%	78%	86%	78%	71%	85%
2004	84%	88%	86%	90%	88%	94%	87%	81%	91%
2005	85%	88%	87%	90%	88%	93%	88%	82%	91%
2006	90%	93%	90%	92%	92%	97%	91%	87%	92%

Variáveis explicativas	Energia, Clientes, Redes, % Rede BT, % Rede subterrânea, Área/cliente, TIEPI					
	DEA CRS mod 10	DEA VRS mod 11	SFA (translog) Error component (half normal) mod 12	SFA (translog) Error component (truncated) mod 13	SFA (translog) Technical effects (half normal) mod 14	SFA (translog) Technical effects (truncated) mod 15
2003	81%	84%	91%	90%	98%	95%
2004	94%	95%	94%	93%	98%	96%
2005	94%	96%	93%	92%	99%	96%
2006	98%	98%	96%	95%	99%	97%

DEA CRS (*Data Envelopment Analysis* considerando rendimentos constantes à escala)

DEA VRS (*Data Envelopment Analysis* considerando rendimentos variáveis à escala)

SFA linear (fronteira estocástica linear)

SFA log-log (fronteira estocástica log-log)

SFA translog (fronteira estocástica translog)

*Error component* - modelo de fronteira estocástica em que se assume que os factores externos às áreas de rede não afectam directamente a estrutura da fronteira de custos.

*Technical effects* – modelo de fronteira estocástica em que se assume que os factores externos às áreas de rede não afectam directamente a estrutura da fronteira de custos, mas sim a componente de ineficiência do erro.

*Half normal* - a distribuição utilizada para modelizar os efeitos de ineficiência técnica,  $u_i$ , é a distribuição semi-normal,  $N(0, \sigma_u^2)$ .

*Truncated* - a distribuição utilizada para modelizar os efeitos de ineficiência técnica,  $u_i$ , é a distribuição normal truncada,  $N(\mu_i, \sigma_u^2)$ , em que a média dos efeitos de ineficiência técnica é função de potenciais variáveis explicativas.

Considera-se que alguns dos modelos apresentados pela EDP Distribuição apresentam problemas estatísticos, não devendo ser utilizados para a análise de eficiência. Nas fronteiras estocásticas que incluem a energia distribuída e o número de clientes em simultâneo como variáveis explicativas (modelos 12 a 15), variáveis com um coeficiente de correlação bastante elevado, 0,93, podem existir problemas de multicolinearidade, provocando imprecisão nas estimativas de eficiência obtidas. Adicionalmente, nos modelos 14 e 15 a especificação estocástica não se revela adequada, uma vez que o parâmetro  $\gamma$ , que

mede a importância da ineficiência, não se apresenta como significativo<sup>6</sup>. Nos modelos 12 e 13 este parâmetro só é estatisticamente significativo a 25%.

Nos modelos 4 e 9 a especificação estocástica também não se revela adequada, uma vez que o parâmetro  $\gamma$  só se revela estatisticamente significativo a 25%, não devendo por isso ser utilizado os seus resultados.

### 3.1.1.2 CONSISTÊNCIA DAS ESTIMATIVAS DE EFICIÊNCIA

Um dos problemas defrontados pelos reguladores que desejam fixar parâmetros com base em estudos de eficiência reside no número de métodos disponíveis para a medição da eficiência das empresas, nomeadamente quando diferentes abordagens fornecem resultados inconsistentes. Em muitos estudos efectuados com mais de um método de determinação da fronteira de eficiência os resultados mostram-se inconsistentes, pelo que têm surgido na literatura muitas dúvidas sobre a aplicabilidade empírica destes estudos. Pode considerar-se um conjunto de condições de consistência que devem ser satisfeitas pelas medidas de eficiência fornecidas por diferentes metodologias.

Analisa-se as estimativas de eficiência fornecidas pelos diferentes modelos estimados pela EDP, por forma a verificar se satisfazem as condições de consistência, nomeadamente, consistência no nível médio de eficiência e no desvio padrão, na ordenação das áreas/unidades de rede e na identificação das “melhores” e “piores” áreas/unidades de rede.

As estimativas de eficiência fornecidas pelos modelos são consistentes em termos de médias, desvio padrão e valores máximos e mínimos (Quadro 3-2), apresentando os modelos 6, 10 e 11 médias superiores.

**Quadro 3-2 - Estatísticas descritivas dos modelos**

Áreas de Rede	Mod 1	Mod 2	Mod 3	Mod 5	Mod 6	Mod 7	Mod 8	Mod 10	Mod 11
<b>Média</b>	0,83	0,86	0,85	0,87	0,93	0,86	0,80	0,92	0,93
<b>Desvio Padrão</b>	0,10	0,10	0,08	0,09	0,08	0,08	0,10	0,09	0,09
<b>Máximo</b>	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00
<b>Mínimo</b>	0,60	0,61	0,62	0,62	0,69	0,64	0,58	0,66	0,71

<sup>6</sup> Para testar a significância do parâmetro  $\gamma$ , que mede a importância da ineficiência, realiza-se um teste de rácio verosimilhança generalizado unilateral. Este teste requer a estimação do modelo sob a hipótese nula ( $H_0: \gamma = 0$ ) e sob a hipótese alternativa ( $H_1: \gamma > 0$ ), utilizando-se como estatística de teste:  $LR = -2\{\ln[L(H_0)] - \ln[L(H_1)]\}$ , em que  $L(H_0)$  e  $L(H_1)$  são os valores da função de verosimilhança sob a hipótese nula e sob a hipótese alternativa, respectivamente.

Os coeficientes de correlação apresentados no Quadro 3-3 sugerem que os modelos geram ordenações idênticas das estimativas de eficiência das áreas de rede, com excepção dos modelos 6, 10 e 11.

**Quadro 3-3 - Coeficientes de correlação entre as estimativas de eficiência**

	Mod 1	Mod 2	Mod 3	Mod 5	Mod 6	Mod 7	Mod 8	Mod 10	Mod 11
Mod 1	1	0,89	0,94	0,91	0,49	0,92	0,92	0,76	0,69
Mod 2		1	0,86	0,87	0,48	0,80	0,84	0,75	0,73
Mod 3			1	0,86	0,43	0,98	0,98	0,67	0,60
Mod 5				1	0,55	0,88	0,84	0,78	0,71
Mod 6					1	0,49	0,45	0,57	0,55
Mod 7						1	0,96	0,67	0,58
Mod 8							1	0,60	0,55
Mod 10								1	0,96
Mod 11									1

Para determinar a consistência na identificação das melhores e piores áreas de rede observa-se a proporção de áreas de rede que estão simultaneamente classificadas entre as 3 “melhores” áreas de rede (em cada ano) e a proporção de áreas de rede que estão simultaneamente classificadas entre as 3 “piores” áreas de rede (Quadro 3-4). Excepcionam-se desta análise os modelos 6, 10 e 11, por não apresentarem ordenações idênticas.

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2009 A 2011

PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO

Quadro 3-4 - Identificação das melhores e piores áreas de rede

Áreas de Rede		Mod 1	Mod 2	Mod 3	Mod 5	Mod 7	Mod 8
Ave/Sousa	2003	0,708	0,714	0,758	0,721	0,787	0,703
Grande Porto	2003	0,601	0,609	0,619	0,616	0,640	0,583
Minho	2003	0,629	0,638	0,674	0,745	0,711	0,616
Trás-os-Montes	2003	0,823	0,891	0,779	0,939	0,802	0,700
Beira Interior	2003	0,892	0,947	0,894	0,938	0,895	0,822
Beira Litoral	2003	0,805	0,809	0,853	0,810	0,870	0,796
Coimbra/Lousã	2003	0,681	0,692	0,730	0,695	0,747	0,672
Alentejo	2003	0,703	0,735	0,704	0,703	0,692	0,631
Algarve	2003	0,691	0,749	0,743	0,822	0,773	0,683
Península de Setúbal	2003	0,687	0,790	0,750	0,800	0,772	0,714
Grande Lisboa	2003	0,868	0,872	0,864	0,873	0,869	0,827
Oeste	2003	0,692	0,861	0,763	0,771	0,766	0,730
Litoral Centro	2003	0,757	0,825	0,832	0,859	0,855	0,779
Vale do Tejo	2003	0,688	0,693	0,722	0,688	0,716	0,658
Ave/Sousa	2004	0,826	0,831	0,876	0,837	0,901	0,819
Grande Porto	2004	0,744	0,752	0,755	0,759	0,775	0,718
Minho	2004	0,739	0,748	0,785	0,839	0,822	0,723
Trás-os-Montes	2004	0,872	0,928	0,831	0,977	0,850	0,749
Beira Interior	2004	0,971	1,000	0,941	1,000	0,936	0,900
Beira Litoral	2004	0,930	0,933	0,957	0,934	0,959	0,919
Coimbra/Lousã	2004	0,787	0,799	0,840	0,798	0,854	0,780
Alentejo	2004	0,815	0,902	0,820	0,815	0,803	0,742
Algarve	2004	0,772	0,815	0,824	0,886	0,852	0,762
Península de Setúbal	2004	0,817	0,910	0,876	0,920	0,889	0,844
Grande Lisboa	2004	0,915	0,918	0,907	0,918	0,909	0,869
Oeste	2004	0,818	0,974	0,881	0,872	0,875	0,854
Litoral Centro	2004	0,914	0,972	0,951	0,995	0,951	0,941
Vale do Tejo	2004	0,789	0,794	0,825	0,789	0,815	0,758
Ave/Sousa	2005	0,810	0,813	0,857	0,818	0,880	0,799
Grande Porto	2005	0,740	0,748	0,748	0,755	0,766	0,711
Minho	2005	0,777	0,785	0,822	0,849	0,856	0,759
Trás-os-Montes	2005	0,829	0,868	0,800	0,915	0,820	0,720
Beira Interior	2005	0,974	0,990	0,945	0,991	0,940	0,905
Beira Litoral	2005	0,921	0,923	0,954	0,923	0,956	0,911
Coimbra/Lousã	2005	0,807	0,818	0,863	0,816	0,873	0,805
Alentejo	2005	0,812	0,957	0,822	0,812	0,803	0,743
Algarve	2005	0,818	0,849	0,871	0,913	0,892	0,809
Península de Setúbal	2005	0,907	0,955	0,932	0,958	0,933	0,921
Grande Lisboa	2005	0,948	0,949	0,933	0,950	0,932	0,898
Oeste	2005	0,793	0,904	0,849	0,825	0,844	0,819
Litoral Centro	2005	0,924	0,968	0,954	0,980	0,954	0,949
Vale do Tejo	2005	0,784	0,789	0,821	0,784	0,809	0,754
Ave/Sousa	2006	0,861	0,863	0,907	0,869	0,924	0,850
Grande Porto	2006	0,812	0,820	0,815	0,829	0,831	0,778
Minho	2006	0,828	0,836	0,873	0,877	0,902	0,810
Trás-os-Montes	2006	0,822	0,850	0,793	0,897	0,813	0,714
Beira Interior	2006	1,000	1,000	0,954	1,000	0,948	0,927
Beira Litoral	2006	1,000	1,000	0,980	1,000	0,977	0,986
Coimbra/Lousã	2006	0,890	0,900	0,933	0,897	0,934	0,885
Alentejo	2006	0,819	1,000	0,829	0,819	0,809	0,750
Algarve	2006	0,829	0,853	0,880	0,907	0,899	0,819
Península de Setúbal	2006	0,959	1,000	0,954	1,000	0,951	0,972
Grande Lisboa	2006	1,000	1,000	0,964	1,000	0,960	0,944
Oeste	2006	0,921	1,000	0,939	0,956	0,927	0,942
Litoral Centro	2006	0,973	1,000	0,968	1,000	0,965	1,000
Vale do Tejo	2006	0,837	0,842	0,874	0,837	0,860	0,807

No que concerne as estimativas para 2006, os modelos 1, 3, 7 e 8 são bastante consistentes na identificação das áreas de rede que estão simultaneamente classificadas entre as 3 “piores” áreas de rede, apresentado também alguma consistência na identificação das 3 “melhores” áreas de rede (2 estão simultaneamente classificadas entre as 3 “melhores”). O modelo 2 apresenta menor consistência em relação aos restantes modelos, apresentando como eficiente uma das áreas de rede que está entre as 3 mais ineficientes nos restantes modelos.

Em suma, a análise à consistência interna dos resultados revela que os modelos 6, 10 e 11 não apresentam estimativas de eficiência consistentes, sendo os restantes modelos consistentes na média e no desvio padrão, consistentes na ordenação e razoavelmente consistentes na identificação das “melhores” e “piores” áreas de rede. Estes modelos apresentam como eficiência média para as áreas de rede da EDP Distribuição em 2006 valores entre 87% e 93% (Quadro 3-5).

**Quadro 3-5 - Eficiência média das áreas de rede**

Variáveis explicativas	Energia, Redes			Energia, Redes, % Rede BT		
	DEA CRS mod 1	DEA VRS mod 2	SFA (linear) Error component mod 3	DEA CRS mod 5	SFA (linear) Error component mod 7	SFA (linear) Technical effects mod 8
2003	73%	77%	76%	78%	78%	71%
2004	84%	88%	86%	88%	87%	81%
2005	85%	88%	87%	88%	88%	82%
2006	90%	93%	90%	92%	91%	87%

### 3.1.1.3 METAS DE EFICIÊNCIA

Os resultados obtidos em estudos de eficiência fornecem informação indicativa sobre o desempenho das empresas e não devem ser utilizados de uma forma inteiramente prescritiva para a fixação de factores X na regulação por preços/proveitos máximos, devendo ser complementados com outra informação relevante. Primeiro, porque todos os modelos que procuram descrever a complexa realidade, por mais sofisticados que sejam, são sempre imperfeitos. Segundo, porque mesmo que o modelo proposto contemplasse todos os aspectos da actividade regulada, as empresas poderiam não ser capazes de alcançar poupanças máximas nos factores de produção devido a um conjunto de factores externos, não directamente controláveis pela empresa, mas que influenciam o seu desempenho.

Deste modo, os resultados do estudo da EDP Distribuição não devem ser entendidos como um fim, mas sim como um ponto de partida para estabelecer ganhos de eficiência.

Conforme já foi referido, os custos em análise representam 82% dos custos controláveis das actividades de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica. Apresentam-se duas possibilidades extremas para a determinação dos ganhos de eficiência para a totalidade dos custos controláveis:

- (i) Estabelecer uma redução entre 7% e 13% em 82% dos custos controláveis da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.
- (ii) Estabelecer uma redução entre 7% e 13% à totalidade dos custos controláveis da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

A hipótese (i) é a mais prudente, uma vez que o nível de ineficiência nos custos não analisados pode não ser idêntico ao determinado, pelo que ao adoptar a hipótese (ii) se poderia estar a ser demasiado severo. Todavia, a escolha da hipótese (i) é um incentivo à empresa para não revelar informação, uma vez que se está a admitir que nos custos que não foram considerados na análise esta é eficiente.

O factor X, que determina ganhos de eficiência que o regulador impõe à empresa deve reflectir, por um lado, a deslocação da fronteira de eficiência do sector, que reflecte os ganhos de eficiência no sector resultantes do progresso tecnológico (designado na literatura por *frontier shift*) e, por outro lado, os ganhos de eficiência ao nível da empresa, que reflectem a aproximação da empresa à fronteira de eficiência (designado na literatura por *catch-up effect*). A empresa deve conseguir alcançar, não apenas o ganho da indústria (a deslocação da fronteira), mas também os ganhos de eficiência específicos, eliminando a ineficiência específica da empresa.

Deste modo, adicionalmente aos ganhos de eficiência da empresa, pode impor-se uma meta de eficiência que reflecta o progresso tecnológico (deslocação da fronteira de eficiência). Assim, mesmo as áreas de rede que são eficientes, dado um determinado nível tecnológico, podem tornar-se mais eficientes se integrarem os efeitos do progresso tecnológico.

No anterior período de regulação considerou-se uma redução adicional dos custos controláveis de 1% ao ano devido ao efeito do progresso tecnológico. Este valor foi determinado tendo em conta os valores utilizados pelo regulador de energia de Inglaterra e da Holanda.

O regulador de electricidade e gás de Inglaterra (Ofgem) na sua proposta inicial para os proveitos permitidos das empresas de distribuição de energia eléctrica para o período de regulação 2005/2010 propôs uma deslocação da fronteira de 2% ao ano, baseado num estudo de produtividade global de factores efectuado pela Universidade de Cambridge. Após os comentários das empresas, que consideraram este valor demasiado severo, e uma análise à evolução dos custos do sector nos últimos anos, a Ofgem reconsiderou a sua posição e considerou um aumento de produtividade do sector de 1,5% ao ano como sendo uma hipótese mais robusta.

O regulador de electricidade e gás da Holanda (Dte) fixou um acréscimo de produtividade do sector de 2% na determinação do factor X para o período de regulação 2002-2004, baseando-se numa análise internacional. Para o ano de 2005 este regulador optou por um acréscimo de produtividade de 1,5%.

Com base nesta análise de eficiência e mantendo o pressuposto do acréscimo de produtividade do sector em 1% ao ano, o potencial de ganhos de eficiência ao longo do período de regulação para a actual actividade de distribuição de energia eléctrica situa-se entre os 9% e os 16% (Quadro 3-6).

**Quadro 3-6 - Potencial de ganho de eficiência na actividade de distribuição de energia eléctrica**

	Potencial de eficiência EDP Distribuição	Deslocação da fronteira	Potencial global de eficiência no período de regulação
Hipótese (i) 82% dos custos controláveis	0,82*(7%) – 0,82*(13%)	1%	(9%) – (13%)
Hipótese (ii) Totalidade dos custos controláveis	(7%) – (13%)	1%	(10%) – (16%)

Adopta-se como meta de ganho de eficiência para a actividade de distribuição 3,5% ao ano.

**3.1.2 BASE DE CUSTOS A CONSIDERAR**

Os níveis de eficiência determinados no ponto anterior foram obtidos com base nos custos reais da empresa para o período 2003 a 2006. De acordo com informação enviada pela empresa esta base de custos encontra-se ajustada de custos considerados extraordinários.

Seguindo o mesmo critério analisou-se a evolução dos custos controláveis da empresa no período 2002 a 2007 tendo se efectuado os seguintes ajustamentos:

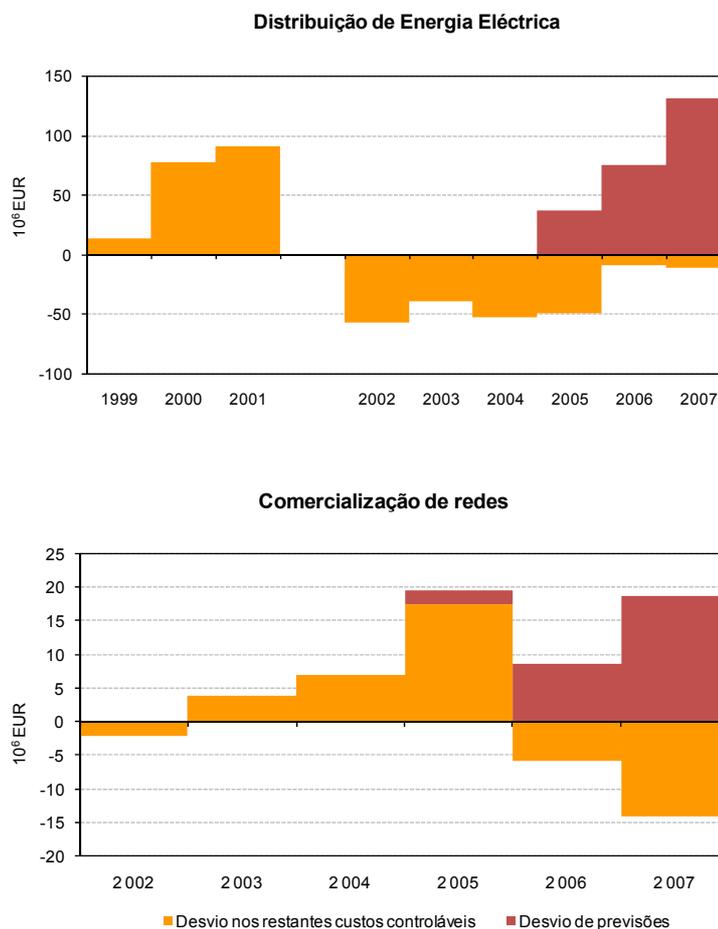
- Retirou-se à base de custos controláveis os custos com os planos de reestruturação de recursos humanos. Relativamente aos custos com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR), como estes foram aceites pela ERSE desde 2003 já não fazem parte da base de custos controláveis.

A exclusão destes montantes da base custos controláveis é justificada pelo facto de o consumidor estar a beneficiar da implementação destas medidas, em resultado da diferença entre o custo evitado e o custo incorrido anualmente. O Plano de reestruturação implementado no período 1998-2002 proporcionou até à data um benefício líquido de 317 milhões de euros. Para além do benefício, os custos incorridos anualmente com este programa para o período 2008-2011 apresentam uma taxa de variação média anual a preços constantes de -17,9% ao ano.

- Os custos com provisões para outros riscos e encargos foram deduzidos do desvio entre os custos reais e os custos previstos no cálculo dos parâmetros para o período 2006 a 2008.

A Figura 3-2 evidencia os desvios ocorridos nas previsões das provisões relativamente aos desvios dos restantes custos controláveis.

**Figura 3-2 - Desvio de previsões dos custos controláveis**

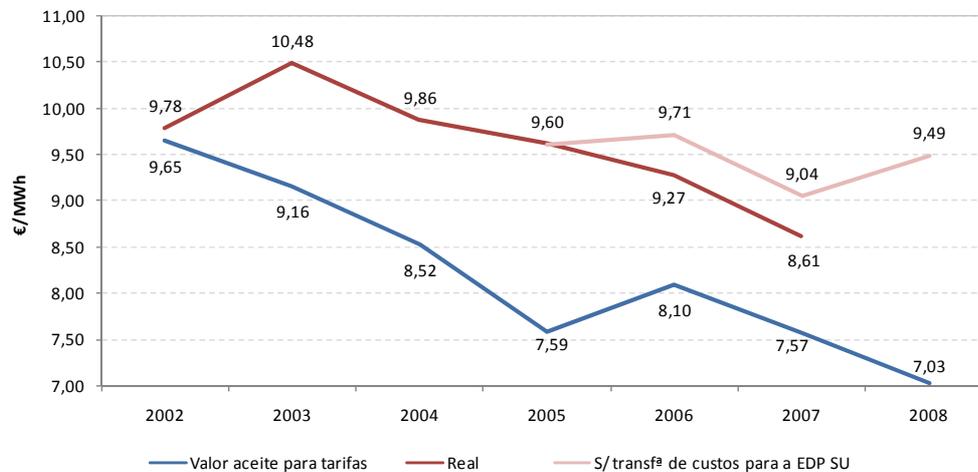


Fonte: EDP Distribuição

- Retirou-se da base de custos controláveis os custos com a Caixa Cristiano Magalhães. Custo que tem sido aceite a 100% pela ERSE desde 2005.
- Finalmente, tendo em conta a alteração do critério de alocação de custos à EDP Serviço Universal, adicionou-se desde 2006 este montante à base de custos controláveis da empresa.

A Figura 3-4 permite comparar a evolução dos custos unitários controláveis da empresa com os valores aceites pelo regulador desde 2002.

**Figura 3-3 - Evolução dos custos unitários controláveis da EDP Distribuição**  
preços constantes de 2008



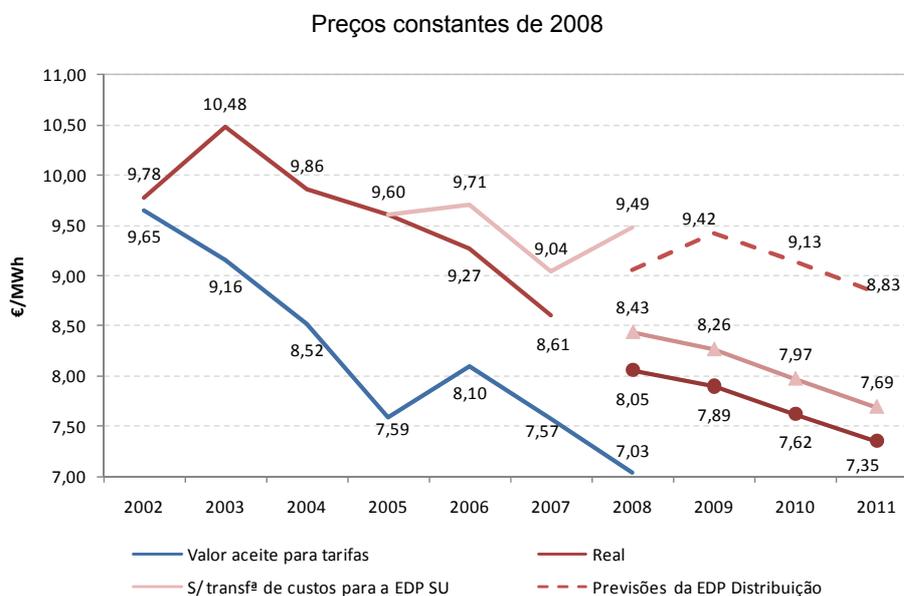
Da análise da figura verifica-se que até 2007, embora a empresa não consiga atingir o custo unitário eficiente estipulado pela ERSE tem apresentado uma trajectória em linha com a eficiência imposta.

Assim para cálculo da base de custos controláveis unitários para 2009 considerou-se a seguinte metodologia:

- Aplicou-se o factor de eficiência imposto pelo regulador de 2006 a 2008, na ordem dos 6,8% ao ano no custo unitário ocorrido em 2006.
- Ao valor apurado para 2008 aplicou-se o factor de eficiência de 3,5% ao ano, tendo em conta os resultados obtidos da análise efectuada no ponto anterior.
- Ao valor apurado adicionou-se o custo previsto para 2009 relativo ao impacte da aplicação da lei 12/2008, nomeadamente devido à alteração da facturação para periodicidade mensal e do aumento do número de contagens anuais, que de acordo com a melhor estimativa da empresa para 2009, ronda os 5,9 milhões de euros.

A Figura 3-4 permite comparar os custos controláveis ocorridos, com as previsões da empresa e com a base de custos que incorpora os ganhos de eficiência impostos pela regulação para o novo período de regulação.

**Figura 3-4 - Custos controláveis por unidade fornecida na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica**



O quadro seguinte sintetiza o montante previsto de custos controláveis para o próximo período de regulação.

**Quadro 3-7 - Custos de exploração controláveis previstos para o período 2009-2011**

	2009	2010	2011
Custo unitário em 2008 (€/MWh)	8,43		
Factor de eficiência	-3,5%	-3,5%	-3,5%
Custo unitário (€/MWh), preços de 2008	8,26	7,97	7,69
Custo unitário (€/MWh)	8,14		
Impacte da aplicação da lei 12/2008 (5,9 M€/unid distribuída)	0,12		
Quantidades previstas distribuir (GWh)	48 014	49 237	50 514
Custos de exploração controláveis, preços de 2008 (10 <sup>3</sup> Euros)	396 732	392 422	388 456
Taxa de inflação	2,5%	2,6%	2,6%
<b>Custos , preços correntes (10<sup>3</sup> Euros)</b>	<b>406 650</b>	<b>412 690</b>	<b>419 141</b>
Custos com planos de Efectivos (exclui PAR) e CCM (10 <sup>3</sup> Euros)	64 247	59 168	53 010
<b>Custos de exploração controláveis, preços correntes (10<sup>3</sup> Euros)</b>	<b>470 897</b>	<b>471 858</b>	<b>472 151</b>

De acordo com o acima mencionado, dos custos de exploração controláveis apenas os custos com planos efectivos fica fora do *price cap*.

Na repartição destes custos por nível de tensão foi utilizada a estrutura de custos enviada pela EDP Distribuição.

### 3.1.3 REPARTIÇÃO ENTRE A COMPONENTE FIXA E A COMPONENTE VARIÁVEL

Tendo em conta o enquadramento regulamentar esta repartição afecta unicamente o risco associado aos proveitos permitidos à empresa que variam com a diferença entre os consumos previstos e os consumos ocorridos.

Os custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica são essencialmente custos fixos, relacionados com as infra-estruturas, que reflectem variações de consumos ao longo dos anos não directamente influenciados pela variação do próprio ano, isto é, a rede deve ser dimensionada para um determinado volume de consumos previsto a prazo e não para a variação de consumos de curto prazo.

Para a definição dos parâmetros para o período de regulação em curso, 2006-2008, calculou-se a componente variável tendo em conta a estrutura de receitas da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica relacionados com a energia a qual deve ser aderente à estrutura dos custos. Nomeadamente considerando as receitas dos termos de energia das tarifas de uso das redes relacionados com as perdas nas redes, e as receitas do termo de potência em horas de ponta, variável de facturação calculada pelo quociente entre o consumo de energia em horas de ponta num mês e o número de horas de ponta desse mês. Utilizando esta metodologia e tendo por base o referencial de custos utilizado no cálculo da estrutura das tarifas para 2006, obteve-se um valor de 35% para a componente fixa e 65% para a componente variável para as redes de AT e MT e um valor de 45% para a componente fixa e 55% para a componente variável para as redes BT.

Assim, não havendo qualquer justificação para alteração da metodologia aplicada no período de regulação em curso, mantêm-se a mesma metodologia e respectivos parâmetros.

### 3.1.4 PARÂMETROS ASSOCIADOS À COMPONENTE FIXA E À COMPONENTE VARIÁVEL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Para o cálculo dos parâmetros associados à componente variável e fixa é necessário adicionar os custos de investimento.

No cálculo destes custos retirou-se à base de custos a remunerar os contadores de acordo com a posição assumida pela ERSE e divulgada no comunicado de 23 de Maio de 2008, segundo o qual *“No sector eléctrico, o valor líquido dos activos correspondentes aos contadores que deixará de ser considerado no cálculo das tarifas ascende a cerca de 111 milhões de euros. Esta alteração será reflectida no próximo processo de fixação de tarifas, considerando-se o seu efeito a partir da data de entrada em vigor da Lei n.º 12/2008 (26 de Maio de 2008).*

Os valores anteriormente indicados serão certificados por entidades independentes de reconhecida idoneidade, de forma a assegurar todo o rigor no apuramento dos valores a excluir das bases de activos das empresas reguladas.”

Com base nos valores apurados por uma entidade seleccionada pela EDP Distribuição para o efeito, a *American Appraisal*, a base de activos a remunerar reduz-se em cerca de 111 milhões de euros, valores a 31 de Dezembro de 2007.

O quadro seguinte sintetiza o montante de proveito que deixou de ser recuperado pelas tarifas de acesso a partir de 2009.

O montante a devolver referente a 2008 é de 18 milhões de euros acrescido de juros, uma vez que a lei entrou em vigor a 26 de Maio de 2008.

### Quadro 3-8 - Custos com contadores

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Total</b>					
Imobilizado Bruto	260 800	273 437	285 308	297 605	310 437
Amortização acumulada	142 676	168 113	191 220	211 648	229 209
Subsídios ao investimento	6 559	3 782	1 790	526	0
Activo a deduzir à base de activos a remunerar	111 565	101 541	92 298	85 431	81 228
Activo a remunerar (valor médio)		106 553	96 920	88 865	83 329
Amortização do exercício	0	22 661	21 114	19 164	17 035
Remuneração do activo	0	8 524	8 287	7 598	7 125
Proveito não aceite	0	31 185	29 401	26 762	24 160

Relativamente à taxa de remuneração implícita no cálculo da remuneração do activo considerou-se o valor de 8,55% para 2009, sendo os valores de 2010 e 2011 determinados com base na rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano  $t-2$  e 31 de Agosto do ano  $t-1$ , acrescida de 400 pontos base.

Tendo em conta todos os pressupostos apresentados calcularam-se os parâmetros associados ao termo fixo e variável por nível de tensão.

Os parâmetros associados às componentes fixas ( $X_{URD,F}$ ) são 0,45% e 0,79% em 2010 e 2011, respectivamente, em AT/MT e 2,27% e 2,24% em 2010 e 2011, respectivamente em BT.

Os parâmetros associados às componentes variáveis ( $X_{URD,P}$ ) são de 2,95% em 2010 e de 3,35% em 2011 em AT/MT e de 5,06% em 2010 e 2011, em BT.

No Quadro 3-9 apresentam-se os valores implícitos no cálculo dos proveitos.

**Quadro 3-9 - Cálculo dos parâmetros associados à parcela fixa e à parcela variável**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	AT/MT			BT			EDP Distribuição		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Custos controláveis	142 313	145 190	147 637	267 035	270 129	274 067	409 348	415 320	421 704
Custos não controláveis	141 010	145 258	147 778	118 972	119 387	118 971	259 983	264 645	266 749
Activo a remunerar	1 775 340	1 801 619	1 837 842	986 878	963 847	942 552	2 782 218	2 765 467	2 780 394
Remuneração do activo	151 792	154 038	157 135	84 378	82 409	80 588	236 170	236 447	237 724
	435 115	444 487	452 550	470 385	471 926	473 626	905 500	916 413	926 176
Parcela Fixa (inclui os custos com a CCM)	152 290	155 570	158 393	211 673	212 367	213 132	363 964	367 937	371 524
Parcela Variável	282 825	288 917	294 158	258 712	259 559	260 494	541 537	548 476	554 652
F <sub>URD</sub> ,	152 290	155 570	158 393	211 673	212 367	213 132			
X <sub>URD,F</sub>		0,450	0,790		2,270	2,240			
P <sub>URD</sub> ,	5,907	5,886	5,842	10,307	10,053	9,805			
E <sub>URD</sub> ,	47 881	49 082	50 352	25 100	25 819	26 566			
X <sub>URD,P</sub>		2,950	3,350		5,060	5,060			

## 3.2 INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

### 3.2.1 PROGRAMA NACIONAL DE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

O PNAC 2004, cujas medidas foram adoptadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, como o PNAC 2006, estabelecido pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, prevêem uma medida (MAe1) relativa à melhoria da eficiência energética do sector electroprodutor (perdas na rede eléctrica) através da redução das perdas nas redes de transporte e distribuição para 8,6% da energia emitida para a rede em 2010.

#### 3.2.1.1 MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

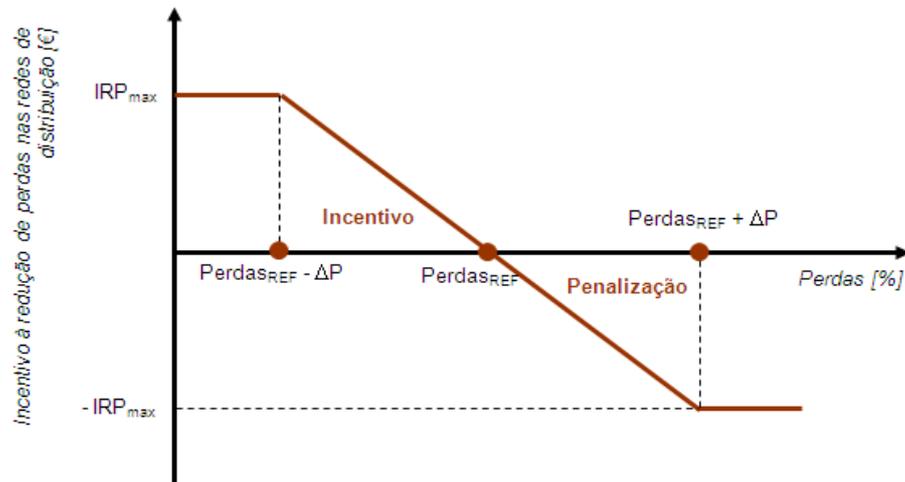
O Regulamento Tarifário prevê um mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental relativamente a projectos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, além dos investimentos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos. Assim, este mecanismo permite ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE.

Para além do valor de referência de perdas na rede de distribuição, o mecanismo de incentivo ilustrado na Figura 3-5 estabelece ainda:

- Parâmetro de valorização unitária das perdas, Vp.

- Variação máxima ( $\Delta P$ ), para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite também válido em caso de penalização).

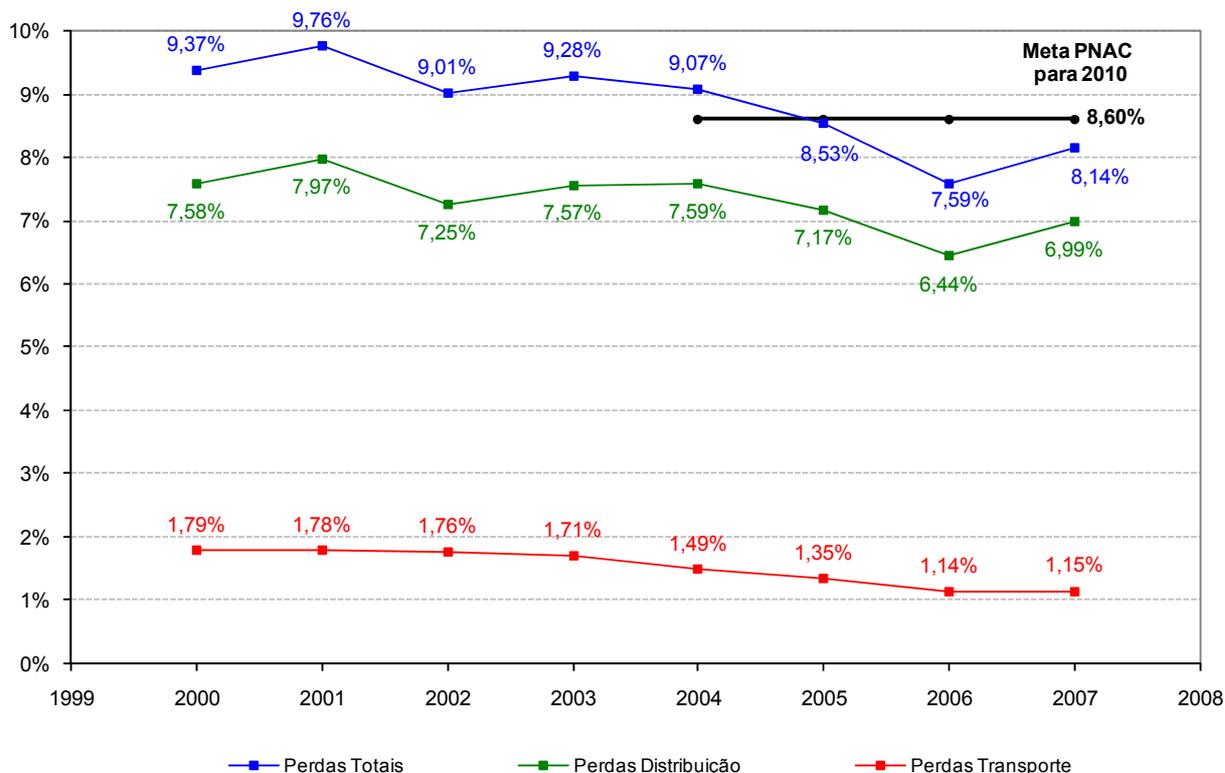
**Figura 3-5 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**



### 3.2.1.2 EVOLUÇÃO DAS PERDAS NAS REDES REFERIDAS À EMISSÃO

A Figura 3-6 apresenta a evolução das perdas totais e a contribuição das redes de transporte e de distribuição, verificadas entre 2000 e 2007.

Figura 3-6 - Evolução das perdas nas redes de transporte e de distribuição, referidas à emissão



Fonte: REN, EDP Distribuição

Como se pode observar na figura anterior, o objectivo traçado pelo PNAC para 2010 já foi atingido em 2005, com perdas totais no valor de 8,53%.

Deste modo, considera-se que o objectivo definido pelo PNAC para 2010, no que respeita à medida MAe1 para melhoria da eficiência energética do sistema electroprodutor (perdas na rede eléctrica), ao ter sido desde logo cumprido em 2005, não justifica medidas adicionais a nível de redução de perdas face aos valores já obtidos. No entanto, justifica-se uma monitorização dos valores nos anos referentes ao período de regulação 2009-2011 de forma a garantir a continuidade do cumprimento da meta estabelecida.

### 3.2.1.3 EVOLUÇÃO DAS PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NO REFERENCIAL DE SAÍDA

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, o cálculo das perdas tem como base a energia saída da rede de distribuição (fornecimentos totais deduzidos dos consumos em MAT).

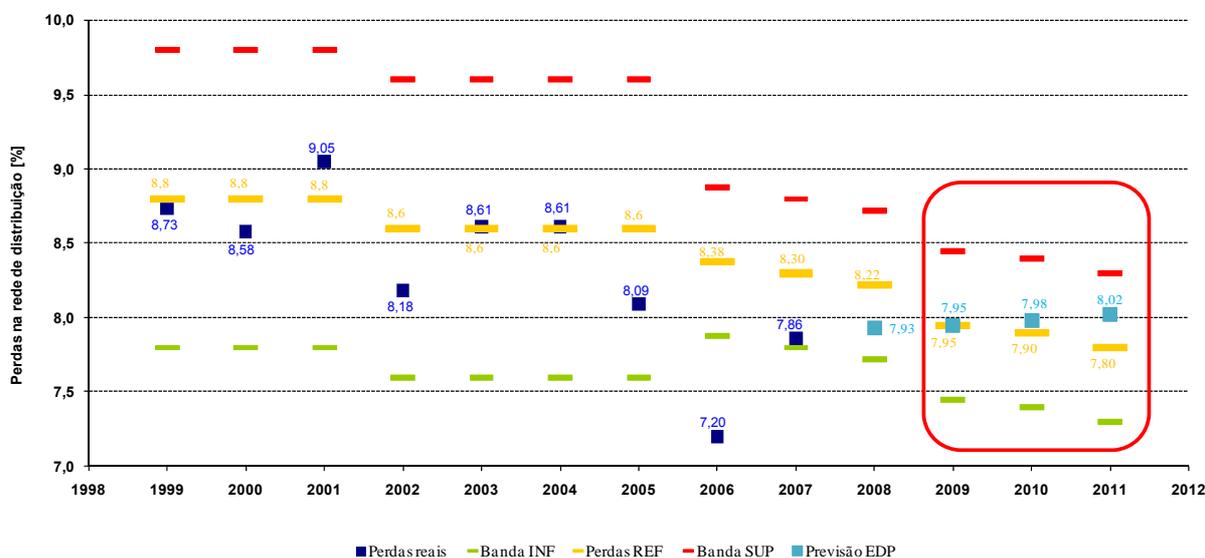
O Quadro 3-10 apresenta o valor das perdas de referência e a variação máxima aceite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição entre 1999 e 2011 correspondente aos sucessivos períodos regulatórios.

**Quadro 3-10 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**

	99-01	02-05	2006	2007	2008
Valor das perdas de referência (%)	8,80	8,80	8,38	8,30	8,22
Variação máxima aceite ( $\Delta P$ )	1,00	1,00	0,50	0,50	0,50

A Figura 3-7 apresenta a evolução dos parâmetros do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição e as perdas verificadas no seu referencial de saída, desde 1999 até 2007. A figura apresenta também as previsões das perdas previstas pelo operador da rede de distribuição para os anos 2008 a 2011.

**Figura 3-7 - Evolução dos parâmetros do mecanismo de incentivo e das perdas verificadas na rede de distribuição, no seu referencial da saída**



Fonte: EDP Distribuição

Em 2005 e 2006, os valores das taxas de perdas foram claramente inferiores aos verificados nos primeiros anos do período em análise. No entanto, estes valores devem ser analisados com alguma atenção uma vez que:

- A redução da taxa de perdas ocorrida em 2005 e 2006 resultou da “recuperação de facturação de anos anteriores”<sup>7</sup> cujo montante a EDP Distribuição estima em 150 GWh e 400 GWh, respectivamente, facto que igualmente aumentou a base de referência do cálculo das perdas em percentagem. Corrigido este efeito, a taxa de perdas em 2005 e 2006 situava-se em 8,4% e 8,1% respectivamente.
- No mesmo sentido, é de referir também que, devido à legislação vigente, os co-geradores contabilizam a sua energia como vendida à rede de distribuição e consumida a partir desta rede, aumentando a energia saída da rede e, conseqüentemente, a base de referência para o cálculo das perdas, conduzindo a uma redução percentual das perdas mas não aumentando as perdas em termos absolutos.

#### 3.2.1.4 PERDAS DE REFERÊNCIA PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tendo em conta as metas políticas definidas pelo PNAC, os valores de perdas na rede de distribuição, verificados até 2007, bem como as mais recentes previsões para 2008, a ERSE propõe para o próximo período de regulação uma continuação da tendência decrescente verificada, definindo para 2011 uma meta ao nível dos valores reais já verificados em 2007.

Deste modo, as perdas de referência para cada um dos anos foram fixadas de acordo com uma estratégia de redução menos acentuada nos dois primeiros anos e mais acentuada no último ano, como descrito no Quadro 3-11, mantendo-se o valor de 0,5 pontos percentuais, em relação ao valor de referência de cada ano, para efeitos de aplicação do mecanismo de incentivo, tal como já sucedeu no período de regulação 2006-2008.

**Quadro 3-11 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**

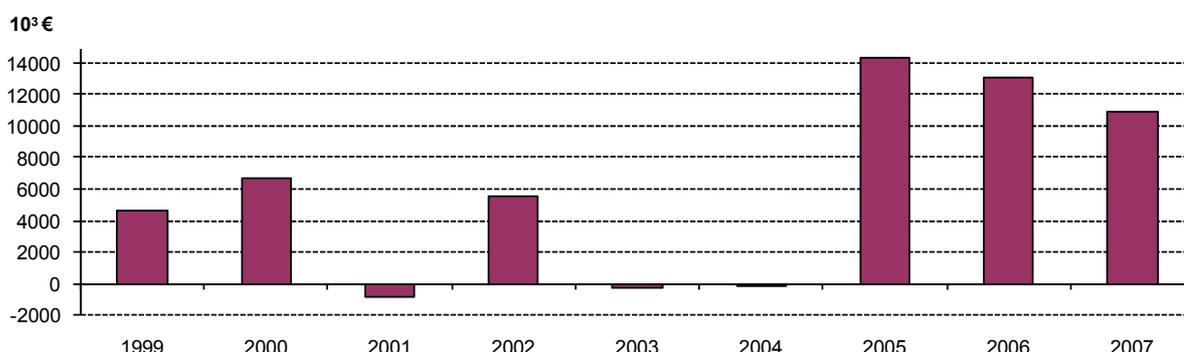
	2009	2010	2011
Valor das perdas de referência (%)	7,95	7,90	7,80
Varição máxima aceite ( $\Delta P$ )	0,50	0,50	0,50

#### 3.2.2 MONTANTES RESULTANTES DA APLICAÇÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO

Na figura seguinte apresenta-se a evolução dos montantes resultantes da aplicação do Mecanismo de Incentivo à Redução das Perdas na Rede de Distribuição desde 1999.

<sup>7</sup> Subentende-se que o termo “recuperação de facturação de anos anteriores” signifique substituição de facturação.

**Figura 3-8 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**



Fonte: ERSE

O Quadro 3-12 apresenta a variação de perdas ocorrida em 2006 e 2007 face aos valores de referência, bem como os valores a receber pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas ( $V_p$ ), fixado pela ERSE.

Para efeitos da valorização da energia de perdas, e uma vez que a partir de 1 Julho de 2007 entrou em funcionamento o mercado diário ibérico (MIBEL), com a consequente alteração da metodologia de valorização da energia, o valor do parâmetro ( $V_p$ ) resulta da média entre o preço médio de cada um dos semestres do ano.

Para o primeiro semestre, tiveram-se em conta as tarifas em vigor TEP, TUGS e TURT e TURD, resultando numa valorização média de 60,28 €/MWh. Já para o segundo semestre foi utilizada a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 52,16 €/MWh. Assim, para efeitos da aplicação do mecanismo em 2007, o valor do parâmetro ( $V_p$ ) é fixada em 56,22 €/MWh.

Esta valorização aplicada à diferença entre as perdas verificadas e o valor das perdas de referência (0,44 pp) resulta num prémio para o operador da rede de distribuição no valor de 11 milhões de euros.

**Quadro 3-12 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**

		2006	2007
Valor das perdas de referência	(%)	8,38	8,30
Valor das perdas	(%)	7,20	7,86
Redução verificada	p.p.	1,18	0,44
Redução máxima aceite	p.p.	0,50	0,50
Valorização Perdas $V_p$	(€/MWh)	59,60	56,22
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	44,042	44,481
Valor a receber pela empresa	(10 <sup>6</sup> €)	13,124	11,003

### 3.3 PARÂMETROS DO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

No âmbito das alterações aos regulamentos do sector eléctrico efectuadas em 2001, foi introduzido um mecanismo de incentivo que afecta os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em função do nível da qualidade de serviço verificado nas redes de MT.

O artigo 108.º do Regulamento Tarifário<sup>8</sup> estabelece os proveitos permitidos à concessionária da RND no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Uma das parcelas que compõem estes proveitos incorpora um mecanismo de incentivo à redução das perdas, à recuperação dos custos afectos à promoção da qualidade do ambiente e um incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Todos estes incentivos têm uma actuação *a posteriori*, com um desfasamento de dois anos.

Após uma breve descrição do mecanismos do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, é efectuada a descrição do modo como foram fixados os parâmetros do incentivo para os anos entre 2003-2007. Com base no desempenho da rede de distribuição em MT em termos do indicador de continuidade de serviço TIEPI (Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada), desde 2001 até ao primeiro trimestre de 2008 e do respectivo valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço já apurados, são propostos os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o próximo período de regulação 2009-2011.

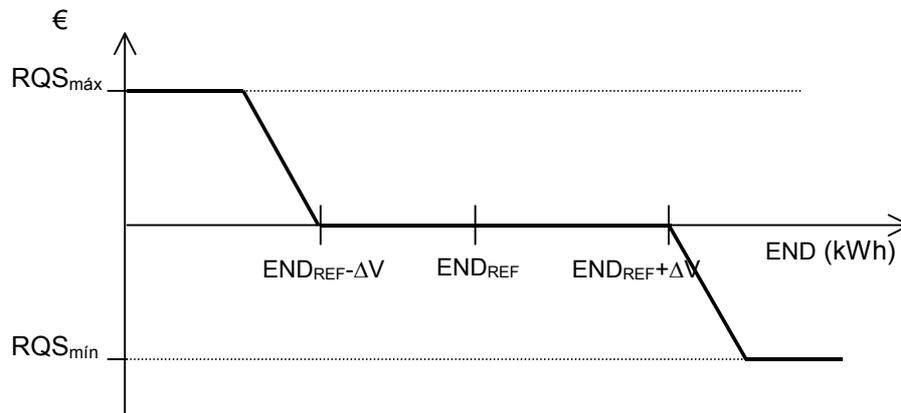
#### 3.3.1 MECANISMO DO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O modelo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, estabelecido na Secção IX do Regulamento Tarifário, pode ser representado da forma indicada na Figura 3-9.

---

<sup>8</sup> Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 18993-A/2005 publicado em Suplemento ao Diário da República n.º 167/05 (2.ª série), de 31 de Agosto. O Regulamento Tarifário actualmente em vigor, aprovado pelo, Despacho n.º 22393/2008 publicado em Diário da República, n.º 167 (2.ª série), de 29 de Agosto, na sua Secção IX do Capítulo IV, artigos 107.º a 109.º, mantém a mesma metodologia para o cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço estabelecida no Regulamento Tarifário de 2001.

Figura 3-9 - Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço



Os parâmetros que definem o mecanismo à melhoria da qualidade de serviço são:

- $END_{REF}$ : Energia não distribuída de referência (kWh).
- $\Delta V$ : Valor de variação da  $END_{REF}$ .
- $VEND$ : Valorização da energia não distribuída (€/kWh).
- $RQS_{max}$ : Valor máximo do prémio (€).
- $RQS_{min}$ : Valor máximo da penalidade (€).

O mecanismo actua da seguinte forma:

- Para valores de END dentro do intervalo  $[END_{REF}-\Delta V, END_{REF}+\Delta V]$  o valor do incentivo é nulo, i.e., a parcela de ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica não é afectada.
- Para valores de END inferiores a  $END_{REF}-\Delta V$ , o incentivo tomará valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica afectado até ao valor limite de  $RQS_{max}$ , correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.
- Para valores de END superiores a  $END_{REF}+\Delta V$ , o incentivo tomará valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica afectado até ao valor limite de  $RQS_{min}$ , correspondendo a uma diminuição nos proveitos permitidos.

Para um determinado ano, uma vez fixados os parâmetros respectivos ( $RQS_{max}$ ,  $RQS_{min}$ ,  $END_{REF}$ ,  $\Delta V$  e  $VEND$ ), o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em MT a incluir no cálculo dos proveitos permitidos (RQS) depende do valor da END no ano em causa.

O valor da energia não distribuída é calculado através da seguinte fórmula:

$$END = ED \times TIEPI / T$$

em que:

ED: Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh.

TIEPI: Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas, calculado para toda a rede de distribuição em MT, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço.

T: Número de horas do ano.

De acordo com a definição constante no Anexo II do Regulamento da Qualidade de Serviço, o indicador de continuidade geral TIEPI define-se como sendo o quociente entre os seguintes valores:

- Somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público ou particulares pelo respectivo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos.
- Somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particulares, da rede de distribuição.

Para efeitos de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, na determinação do TIEPI são consideradas as interrupções acidentais com exclusão das devidas a razões de serviço, razões de interesse público, razões de segurança, facto imputável ao cliente, acordo com o cliente, casos fortuitos ou de força maior, bem como as interrupções devidas à Rede Nacional de Transporte.

O resultado obtido para o indicador traduz o tempo médio de duração de interrupção de toda a potência de transformação instalada na rede de distribuição em MT nesse ano.

De acordo com o estabelecido no n.º 3 do artigo 108.º, da secção do Regulamento Tarifário referida, os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o ano  $t-2$ <sup>9</sup> são estabelecidos e publicados pela ERSE no ano  $t-3$ .

De seguida, é efectuada a descrição da definição dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para os anos 2003 a 2008 a análise de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço durante os anos de 2003 a 2007. Posteriormente, com base no desempenho da rede em 2007 e primeiro semestre de 2008, são propostos os parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar ao desempenho da rede de MT para o próximo período de regulação 2009 a 2011.

### 3.3.2 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS EM VIGOR ENTRE 2003 E 2008

A informação disponível sobre continuidade de serviço na rede de distribuição em MT, aquando da fixação dos parâmetros de incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em 2003 e 2004, era escassa. Este facto constituiu a principal dificuldade no estabelecimento de uma metodologia para a

---

<sup>9</sup> Considera-se o ano  $t$ , o ano para o qual se estão a calcular as tarifas.

determinação dos parâmetros de regulação associados à melhoria da continuidade de serviço na rede de MT.

Esta limitação conduziu às seguintes opções fundamentais na definição dos parâmetros de regulação:

- Cálculo da  $END_{REF}$  de acordo com a informação obtida, até então, durante a vigência do RQS. A informação correspondia ao período entre 1 de Janeiro de 2001 a 30 de Junho de 2002. Propôs-se que o valor de  $END_{REF}$  correspondesse ao menor valor da energia não distribuída verificada num dos três períodos anuais a seguir indicados:

- 01/01/2001 a 31/12/2001
- 01/04/2001 a 31/03/2002
- 01/07/2001 a 30/06/2002

O incentivo foi calibrado de modo a que a empresa fosse motivada a investir numa melhoria da continuidade de serviço relativamente ao melhor dos períodos anuais acima indicados. Verificou-se que o melhor período correspondia a 01/04/2001 a 31/03/2002.

- Para evitar o efeito da variação de consumo de um ano para o outro<sup>10</sup>, optou-se por estabelecer o valor de  $END_{REF}$  em valor percentual relativamente à ED (energia entrada na rede de MT), fixado em 0,04%, correspondente ao valor verificado no período 01/04/2001 a 31/03/2002.
- O valor do parâmetro  $\Delta V$  foi estabelecido como uma percentagem da  $END_{REF}$ . Optou-se por 12% do valor de  $END_{REF}$ . A banda de indiferença ( $+\Delta V$ ) tinha por principal objectivo evitar que as imprecisões associadas à informação disponível resultassem em alterações dos proveitos permitidos.
- O valor de  $VEND$  foi estabelecido em 1,5 €/kWh.
- O valor de  $RQS_{max}$  e  $RQS_{min}$  foi fixado em 5 milhões de euros, o que correspondia a cerca de 0,55% dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2003. Considerou-se que o mecanismo deveria actuar de forma simétrica.
- O TIEPI, conforme já referido, é calculado de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço, excluindo as interrupções originadas na Rede Nacional de Transporte.

Em 2005 mantiveram-se os valores dos parâmetros estabelecidos para o período de regulação de 2003-2004.

Dos cinco parâmetros que definem o incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a  $END_{REF}$  é o parâmetro cuja alteração é justificada pela variação dos resultados obtidos para o indicador TIEPI.

---

<sup>10</sup> Para o mesmo valor de TIEPI, conduziria a valores distintos de  $END$ , mesmo que tudo o resto fosse constante.

Assim, considerando que, durante os anos de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço entre 2003 e 2004 não se verificaram factos que revelassem a necessidade de alteração dos demais parâmetros ( $\Delta V$ , VEND,  $RQS_{max}$  e  $RQS_{min}$ ), estes mantiveram-se iguais ao estabelecido até então.

Para definição do parâmetro de  $END_{REF}$  foi efectuada a análise de evolução do indicador TIEPI.

Da informação anual disponível verificou-se uma diminuição continuada do valor de TIEPI, realçando-se o ano de 2004 cujo valor corresponde a 53% do valor registado em 2003. Além de se verificar uma diminuição do TIEPI ao longo do período em análise, verificou-se ainda que esta variação foi crescente. No entanto, a taxa de variação do TIEPI de 2003 para 2004 foi muito superior às demais taxas de variação (aproximadamente 3 vezes superior à taxa de variação registada de 2002 para 2003). No entanto, apesar de em 2004 ter ocorrido uma acentuada melhoria do desempenho da rede, ainda não se atingiu um nível de saturação e portanto considerou-se admissível manter um incentivo que levasse a empresa a atingir níveis de qualidade superiores.

Na fixação do parâmetro  $END_{REF}$  tomou-se como ponto de partida o valor de TIEPI obtido em 2004, sobre o qual se admitiram diversas taxas de melhoria anuais. O valor de TIEPI de referência para 2006, que define o valor do parâmetro de  $END_{REF}$  foi obtido a partir do valor de TIEPI de 2004 considerando uma taxa de melhoria anual do TIEPI de 8%, i.e., considerando que o valor de TIEPI num determinado ano corresponde a 92% do valor do ano precedente.

Em 2006 estabeleceram-se os parâmetros do incentivo para os dois últimos anos do período de regulação então em curso, 2007 e 2008. Tal com efectuado anteriormente, foram fixados valores para o parâmetro  $END_{REF}$  (parâmetro associado ao desempenho da rede avaliado através do TIEPI) mantendo-se os valores dos demais parâmetros.

Atendendo à fórmula de cálculo da END, a definição de  $END_{REF}$  como um valor percentual de ED e a definição de  $\Delta V$  como uma percentagem da  $END_{REF}$ , significa que estes valores ficam definidos em função de um valor de TIEPI de referência que definirá a qualidade de serviço a prestar pela empresa. Deste modo, as análises efectuadas para definição dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007 e 2008 basearam-se nos resultados de TIEPI.

Para definição do parâmetro da qualidade de serviço  $END_{REF}$  para os anos 2007 e 2008, procedeu-se à análise da informação do TIEPI.

De 2004 para 2005 houve uma diminuição do TIEPI de cerca de 3,8%. De acordo com a análise efectuada aquando da fixação dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006, seria de esperar uma diminuição do TIEPI de 2004 para 2005 superior à verificada, dado que, de 2003 para 2004 se verificou uma diminuição de 46,9% o que indicia, por um lado, que não seja de esperar diminuição tão elevadas de futuro mas por outro lado, que ainda não se atingiu um nível de saturação, i.e., um valor estável de TIEPI.

O valor do TIEPI no 2.º trimestre de 2006, apurado até à data de fixação dos parâmetros do incentivo para 2007 e 2008, era o melhor valor obtido nos anos de análise (18,80 min), correspondendo a 79,52% do melhor valor registado até então (23,75 min) e que correspondia ao valor do 2.º trimestre de 2005. Refira-se adicionalmente que, com excepção do ano de 2004, o segundo trimestre tem vindo a apresentar os melhores valores trimestrais registados em cada ano. Por outro lado, o valor registado no primeiro trimestre de 2006 encontra-se acima do valor médio registados nos trimestres dos últimos dois anos (2004 e 2005).

Por forma a avaliar a capacidade de evolução do TIEPI foi analisada a evolução do mesmo indicador em Espanha.

De acordo com a informação apresentada pelo “Ministério de Industria Turismo e Comércio” de Espanha, os valores de TIEPI registados neste país, no último triénio, considerando as interrupções acidentais próprias superiores a três minutos, correspondentes às interrupções consideradas no cálculo do TIEPI para efeitos de determinação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, são os que constam no Quadro 3-13. O quadro apresenta também as taxas anuais de variação deste indicador.

**Quadro 3-13 - Valores anuais de TIEPI em Espanha**

Ano	TIEPI	
	min	Variação (%)
2003	93,60	-
2004	89,40	-4,5
2005	76,80	-14,1

Fonte: <http://www.mityc.es/es-ES/index.htm>

Por análise da informação de Espanha verifica-se que os valores de Portugal de TIEPI são superiores (em 2005 o valor TIEPI de Espanha correspondeu a 67,64% do valor registado no mesmo ano em Portugal). Adicionalmente, nestes últimos anos as taxas de variação são superiores à apresentada em Portugal de 2004 para 2005. Esta análise permitiu concluir quanto à viabilidade de melhoria do desempenho de qualidade de serviço em Portugal, nomeadamente quanto à diminuição do indicador TIEPI.

Pelo exposto, considerou-se adequado que o incentivo à melhoria da qualidade de serviço continuasse a induzir à melhoria do actual nível de qualidade de serviço. Assim, para o ano de 2007 e 2008 os respectivos valores de  $END_{REF}$  foram estabelecidos por forma a que em 2008 o nível de qualidade de serviço avaliado em termos de TIEPI estivesse na gama dos valores registados em Espanha no período de 2003-2005. Na continuação do estabelecido em 2006, os valores para o parâmetro de  $END_{REF}$  foram estabelecidos considerando uma taxa anual de melhoria de 8%.

O Quadro 3-14 apresenta o resumo dos parâmetros definidos pela ERSE para o período de 2003-2008.

**Quadro 3-14 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2003-2008**

	ERSE
END <sub>REF</sub> (2003-2005)	0,0004x ED
END <sub>REF</sub> (2006)	0,00019x ED
END <sub>REF</sub> (2007)	0,000175x ED
END <sub>REF</sub> (2008)	0,000161x ED
$\Delta V$	0,12x END <sub>REF</sub>
VEND	1,5 €/kWh
$ RQS_{m\acute{a}x}  =  RQS_{m\acute{i}n} $	5 000 000 €

### 3.3.3 ANÁLISE DA APLICAÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO NOS ANOS DE 2003 A 2007

O Quadro 3-15 apresenta o nível de qualidade de serviço verificado no período de 2003 a 2007, avaliado com base no indicador TIEPI, nas condições estabelecidas para efeito de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

**Quadro 3-15 - Evolução do TIEPI entre 2003 - 2007**

Ano	TIEPI	
	min	Variação (%)
2001	307,30	
2002	263,00	-14,43
2003	222,15	-15,53
2004	118,05	-46,86
2005	113,54	-3,82
2006	113,77	+0,20
2007	80,02	-29,67

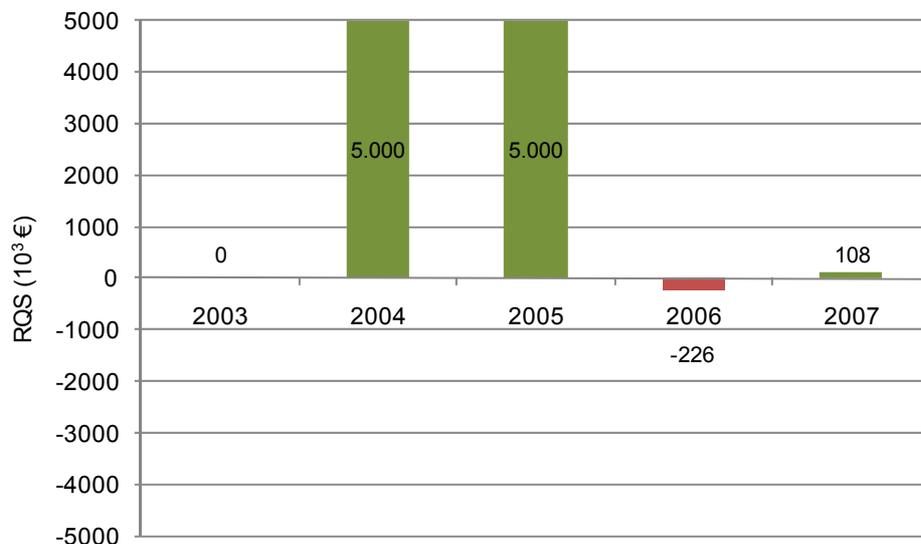
Fonte: EDP Distribuição

Em resultado dos valores de TIEPI verificados em cada um dos anos, os valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2007 foram os seguintes:

- Em 2003, o valor de END situou-se entre  $[END_{REF-\Delta V}, END_{REF+\Delta V}]$  e portanto o valor do incentivo aplicado em 2005 foi nulo.
- Em 2004 e 2005 o valor de END foi inferior a  $END_{REF} - \Delta V - (RQS_{max}/VEND)$  e portanto o valor a aplicar nos proveitos em 2006 e em 2007 corresponde ao prémio máximo ( $RQS_{max}$ ), i.e., 5 milhões de euros.
- Em 2006 o valor o valor de END situou-se entre  $[END_{REF+\Delta V}, END_{REF+\Delta V}-(RQS_{min}/VEND)]$ , o valor a aplicar nos proveitos em 2008 corresponde à penalidade de -225,527 mil euros.
- Em 2007 o valor o valor de END situou-se entre  $[END_{REF-\Delta V}-(RQS_{max}/VEND), END_{REF-\Delta V}]$ , o valor a aplicar nos proveitos em 2009 corresponde ao prémio de 107,605 mil euros.

A Figura 3-10 apresenta os valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço referentes ao desempenho de rede de MT no período de 2003 a 2007.

**Figura 3-10 - Valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2007**



Durante os primeiros anos de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço verifica-se que este efectivamente constituiu um incentivo à melhoria da qualidade de serviço dada a acentuada e continua melhoria do TIEPI. Em 2006 verificou-se uma degradação do TIEPI tendo o incentivo constituído uma penalização dos proveitos permitidos na actividade de distribuição de energia eléctrica em MT. A melhoria da qualidade de serviço de 2006 para 2007, que constitui a segunda maior redução anual do indicador TIEPI do período em análise, representou em termos do incentivo à melhoria da qualidade de serviço um prémio.

### 3.3.4 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Como efectuado nos anos anteriores, para a definição dos valores para o parâmetro da qualidade de serviço  $END_{REF}$  para o próximo período de regulação, procedeu-se à análise da informação relativa à evolução do TIEPI em Portugal continental e da situação ocorrida nos restantes países europeus.

Como apresentado no Quadro 3-15, o valor de TIEPI tem vindo a evoluir muito positivamente, com o valor de 2007 a representar cerca de 70% do valor de TIEPI de 2006 e de 2005, 68% de 2004, 36% de 2003 e 30% de 2002.

De realçar que a evolução de 2006 para 2007 constitui a segunda maior taxa de melhoria inter-anual registada desde a aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, com a EDP Distribuição a referir que este facto se deveu a circunstâncias climatéricas favoráveis.

Tentando confrontar a evolução verificada com os dados mais recentes disponíveis, da análise da informação do valor do TIEPI registado no primeiro semestre de 2008, considerando as condições de determinação do TIEPI para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, verifica-se que o valor de TIEPI do primeiro trimestre foi de 25,49 min e o do segundo trimestre foi de 18,02 min (correspondente ao 2.º melhor valor trimestral registado até ao momento). Replicando estes valores de TIEPI para o segundo semestre de 2008, encontra-se um valor estimado para o TIEPI de 2008 da ordem dos 87 min, que nos permite manter a expectativa de que o nível da continuidade de serviço atingido em Portugal se situa em torno de um valor de TIEPI de 85 min, valor próximo do que foi estabelecido como o TIEPI de referência para 2008.

Por sua vez, dos dados disponíveis a nível europeu e que constam dos Relatórios de Benchmarking publicados pelo CEER verifica-se que, apesar da melhoria significativa ocorrida em Portugal nos últimos anos, os níveis de continuidade de serviço dos países analisados é, ainda, claramente superior, estando Portugal a começar a ficar enquadrado nos valores dos países que apresentam os piores valores registados. Finalmente, nos últimos 3 anos, os valores de Espanha situaram-se entre os 77,4 min e os 82,8 min.

Partindo de toda esta informação disponível, é possível concluir que há margem para que seja mantido o esforço que tem vindo a ser desenvolvido pelo operador da rede de distribuição em MT/AT na melhoria da continuidade de serviço disponibilizada em Portugal. No entanto, também parece razoável esperar que, tendo por ponto de partida o valor de 2007, não seja fácil que ocorram taxas de melhorias tão significativas como aquelas que foram vividas.

Deste modo, foi possível decidir que se deverá continuar a ter a expectativa de uma melhoria na continuidade de serviço prestada, apesar de o ser com taxas de melhoria inferiores, tendo-se estabelecido o objectivo de garantir que, durante o próximo período de regulação, a continuidade de serviço em Portugal não se irá degradar face aos melhores valores já atingidos.

Tendo por base este objectivo, considerou-se para o próximo período de regulação uma taxa de melhoria de 6% ao ano para os valores de  $END_{REF}$ , determinados a partir do valor de TIEPI de referência estabelecido no incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2008. Como resultado desta opção, considerando o valor de ED constante, a gama de valores de TIEPI na qual o incentivo é nulo situar-se-á entre 61,78 min e 78,63 min em 2011.

Os valores de  $END_{REF}$  propostos para o período de regulação 2009-2011 são os apresentados no Quadro 3-16.

**Quadro 3-16 - Determinação dos valores de  $END_{REF}$  propostos para o período de regulação 2009-2011**

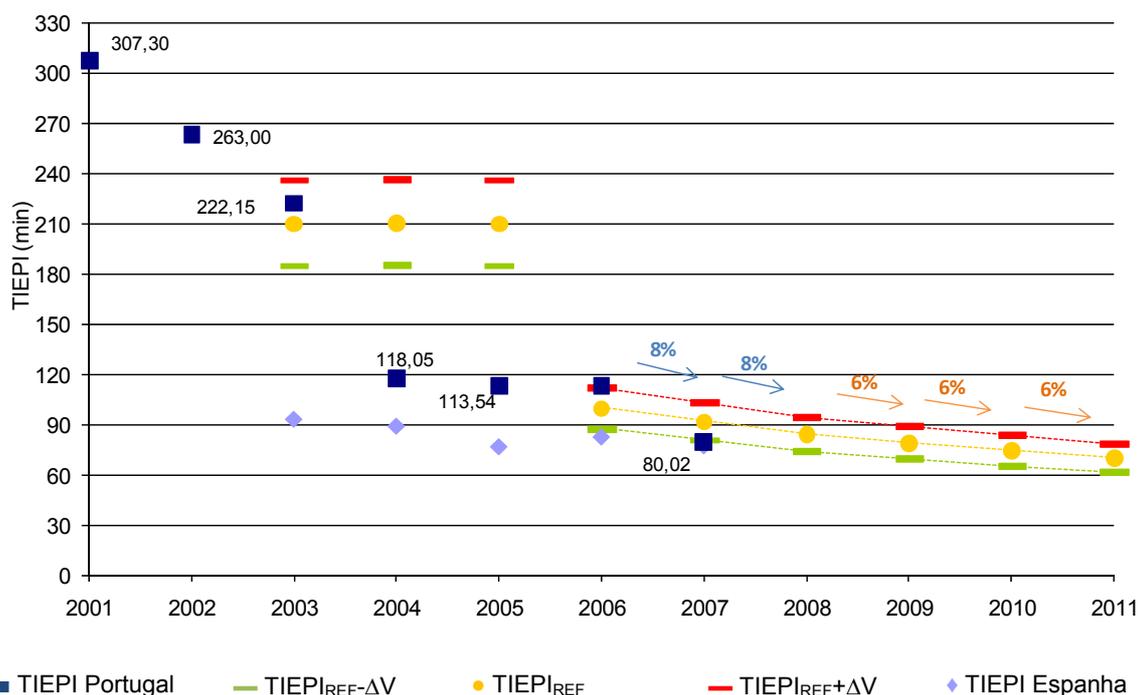
Ano	T (min)	$TIEPI_{REF}-\Delta V_{TIEPI}$	$TIEPI_{REF}$	$TIEPI_{REF}+\Delta V_{TIEPI}$	$C=TIEPI_{REF}/T$	Parâmetro $END_{REF}$
2008	527040	74,38	$TIEPI_{REF\ 2008}=84,52$	94,67	0,000161	$END_{REF2008}=0,000161 \times ED$
2009	525600	69,92	$TIEPI_{REF\ 2009} \times 0,94=79,45$	88,99	0,000151	$END_{REF2009}=0,000151 \times ED$
2010	525600	65,72	$TIEPI_{REF\ 2010} \times 0,94=74,69$	83,65	0,000142	$END_{REF2010}=0,000142 \times ED$
2011	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2011} \times 0,94=70,21$	78,63	0,000134	$END_{REF2011}=0,000134 \times ED$

Nota: Dado que de acordo com o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a  $END_{REF}$  é definida como uma percentagem da ED,  $END_{REF}=C \times ED$ , e que o valor de END é determinado com base no valor do TIEPI e da ED,  $END=(TIEPI/T) \times ED$ , então o valor de referencia do TIEPI determina-se da seguinte forma:  $TIEPI_{REF} = C \times T$ .

A Figura 3-11 permite visualizar a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço:

- A evolução do TIEPI em Portugal continental de 2001 a 2007.
- A evolução do TIEPI em Espanha de 2003 a 2007.
- Os valores de TIEPI correspondentes ao valor de  $END_{REF} - TIEPI_{REF}$
- Os valores de TIEPI correspondentes aos limites do intervalo de variação da END [ $END_{REF}-\Delta V$ ,  $END_{REF}+\Delta V$ ] no qual o valor do incentivo é nulo, considerando os parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor de 2003 a 2008 e os parâmetros para o período de regulação 2009-2011:  $TIEPI_{REF}-\Delta V$  e  $TIEPI_{REF}+\Delta V$ .

Figura 3-11 - Valores de TIEPI em Portugal e Espanha



Fonte: EDP Distribuição, <http://www.mityc.es/es-ES/index.htm>

### 3.3.5 PARÂMETROS PARA O INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

No Quadro 3-17 são apresentados os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação 2009-2011.

Quadro 3-17 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação 2009-2011

	ERSE
$END_{REF} (2009)$	$0,000151 \times ED$
$END_{REF} (2010)$	$0,000142 \times ED$
$END_{REF} (2011)$	$0,000134 \times ED$
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 €/kWh
$ RQS_{m\acute{a}x}  =  RQS_{m\acute{i}n} $	5 000 000 €



#### **4 PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL**

Desde 2002 que os proveitos permitidos da actividade de Comercialização são determinados em base anual. Estes proveitos são constituídos por custos de funcionamento a aceitar pela ERSE e pela remuneração de activos associados a esta actividade.

A alteração legislativa ocorrida em 2006 que definiu a nova organização do sector eléctrico, impôs que a EDP Distribuição (entidade a quem está concessionada a distribuição de energia eléctrica em Portugal continental) constituísse até final desse ano uma sociedade juridicamente independente para a qual foi transferida toda a actividade regulada associada à comercialização de energia eléctrica.

Nesse âmbito, foi criada a EDP Serviço Universal (EDP SU), empresa à qual foi atribuída a licença de comercializador de último recurso (CUR), competindo-lhe satisfazer o abastecimento dos consumos dos clientes à tarifa, passando assim a ser responsável pela aquisição de energia eléctrica em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

Esta empresa, no exercício da sua actividade, optou por recorrer à subcontratação da maior parte dos serviços necessários ao seu funcionamento, *inclusive*, os directamente associados à comercialização de energia eléctrica. Como resultado desta opção as contas da empresa apresentam valores elevados para fornecimentos externos e valores reduzidos de custos com pessoal e de custos associados ao activo a remunerar.

Esta nova realidade, coincidindo com o final de um período de regulação, fundamenta a necessidade de alterar a forma de regulação aplicável até agora a esta actividade.

Inspirados no princípio da margem, e seguindo as melhores práticas europeias, a ERSE propôs um modelo de regulação da actividade do CUR baseada no estabelecimento de metas de eficiência para as diferentes empresas reguladas que tem a vantagem de ser mais transparente, ao identificar, quantificar e justificar as diferentes parcelas de custos, e de permitir um maior controlo sobre os custos apresentados pelo comercializador do último recurso do que a mera fixação de uma margem, dando incentivos à melhoria do seu desempenho.

Assim, os custos de exploração foram classificados tendo em conta a sua especificidade e evoluindo de acordo com metas de eficiência, a saber:

- Custos associados aos processos de atendimento, cobrança, facturação e gestão de reclamações, que variam em função do número de clientes e são actualizados anualmente com a taxa de inflação, deduzida de um factor de eficiência, a definir no início do período de regulação;
- Os restantes custos de exploração são actualizados anualmente com a taxa de inflação deduzida de um factor de eficiência a definir no início do período de regulação.

O estabelecimento de metas de eficiência para estes custos tem em vista a sua redução ao longo do período de regulação, com o objectivo de incentivar a empresa a fazer uma gestão mais eficiente. Caso as metas não sejam atingidas a ERSE não reconhecerá os custos que as excedam, não sendo portanto considerados para efeito de cálculo de tarifas.

Para além da cobertura dos custos a incorrer pela empresa, é necessária a existência de uma compensação que vise remunerar a própria actividade de Comercialização e os riscos a ela associados.

Apresentando esta actividade um reduzido valor de activos fixos, faz sentido que a sua remuneração vise compensar as necessidades de capital circulante resultantes do diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos associados às actividades do CUR, nomeadamente os custos associados ao aprovisionamento de energia.

Relativamente ao risco da actividade, enquanto comercializador de último recurso, a empresa está sujeita a obrigações de serviço universal, pelo que tem que satisfazer o consumo de energia eléctrica dos actuais e futuros clientes que a escolham como seu fornecedor. Refira-se que o CUR não pode seleccionar os seus clientes, tem que assegurar os fornecimentos e está sujeito a limitações legais quanto à possibilidade de solicitar garantias, nomeadamente cauções.

De modo a reduzir este risco a ERSE propôs que no cálculo dos proveitos permitidos fosse incluída, de forma transparente, uma parcela associada ao risco de cobrança, limitada a um valor em função das vendas, de modo a minorar as consequências de um fornecimento antecipado sem garantia de recebimento.

A inclusão desta parcela de custos nos preços de venda aos clientes finais, dentro de um nível de referência adequado, que não desincentive a empresa de desenvolver todos os esforços para a efectiva cobrança das dívidas, acontece em todas as actividades económicas (reguladas ou em mercado), sendo uma prática utilizada não só noutros sectores regulados e supervisionados em Portugal como por outras entidades reguladoras europeias no sector da energia, como é o caso, por exemplo, da Irlanda ou Holanda.

Perante o interesse suscitado pelo tema dos custos inerentes ao risco de cobrança, bem como a forma geral como foi interpretado, na consulta pública sobre a revisão do Regulamento das Relações Comerciais e do Regulamento Tarifário ocorrida em Junho de 2008, a ERSE não pode deixar de considerar que a sua proposta, apesar de tecnicamente correcta e coerente com as melhores práticas europeias regulatórias, não obteve a receptividade necessária para poder vir a ser adoptada.

Face aos comentários recebidos no âmbito da referida consulta pública, muito especialmente o voto unânime favorável dos representantes das associações de consumidores com assento no parecer do Conselho Tarifário, onde se expressa que "...face às alterações do modelo regulatório para o CUR e aos sinais perniciosos que esta medida enferma, o risco de cobrança deve continuar a ser assumido pelo

CUR”, a ERSE, no novo período de regulação 2009-2011, mantém a não aceitação dos custos relativos ao risco de cobrança.

Não obstante, convém também realçar apesar disso, o parecer unânime do Concelho Tarifário ao “1. ...modelo que é proposto para implementar no próximo período de regulação deve incentivar níveis de eficiência com metas exequíveis e remunerar adequadamente as actividades de forma a proporcionar a cobertura efectiva dos vários riscos associados.

Considera-se assim, que a margem de comercialização proposta pela ERSE deve contemplar a remuneração do respectivo fundo de maneo (activo circulante líquido do passivo circulante) em linha com o custo de capital para cobrir os riscos específicos do serviço universal pelo CUR...”

O modelo de regulação do CUR à base de critérios de eficiência, proposto pela ERSE, foi bem aceite pelos agentes do sector eléctrico, à excepção do que se refere à inclusão de um valor de referência para os custos com incobráveis. Este aspecto do modelo de regulação proposto não teve bom acolhimento junto dos consumidores que interpretaram a proposta como sendo um sinal errado dado aos consumidores. Considerando que a eficácia das medidas da regulação também depende da capacidade de as mesmas serem bem entendidas pelos agentes económicos, não é oportuno, no actual contexto, a consideração dos custos relativos ao risco de cobrança.

Tendo em conta o novo modelo de regulação da actividade de Comercialização para o próximo período de regulação é necessário definir os seguintes parâmetros:

- Base de custos operacionais em 2009 e factores de eficiência para 2010 e 2011.
- A repartição entre custos fixos e custos variáveis.
- A taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades reguladas do comercializador de último recurso.

#### **4.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS PARA 2009 E METAS DE EFICIÊNCIA A ALCANÇAR NO PERÍODO 2009-2011**

Desde 2002, a actividade de Comercialização tem sido regulada por custos aceites *a priori*, em base anual e remuneração de activos.

A nova forma de regulação incentiva a eficiência dos custos associados aos processos comerciais, limita os restantes custos à inflação e inclui uma margem que tem como objectivo a reposição do custo das necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos

e os prazos médios de recebimentos associados às actividades reguladas do comercializador de último recurso.

Os custos de exploração desta actividade estão relacionados com os seguintes processos comerciais:

- Atendimento – inclui, nomeadamente, as funções de contratação, prestação de informação a clientes, execução dos pedidos passíveis de resolução *no front-office* e recepção de pedidos/reclamações nas lojas, no *contact center* e nas Equipas de Contacto Directo (ECDs). São ainda integrados neste processo os custos afectos à coordenação e apoio aos agentes que disponibilizam as funções enunciadas acima, bem como as comissões directamente envolvidas. O atendimento inclui ainda o canal Internet;
- Cobranças - envolve os recursos afectos às operações de cobrança efectuadas por agentes. Adicionalmente, incluem-se as actividades associadas ao débito directo, transferência bancária, pagamentos efectuados sobre a rede SIBS e cobranças realizadas na rede dos CTT, na *payshop* e nas novas máquinas de pagamento automático das lojas EDP. Inclui, ainda novas modalidades de cobranças como sejam a Mega Rede e a ViaCTT;
- Facturação - inclui a totalidade das operações afectas ao *finishing* e ao envio das facturas (portes). As actividades necessárias ao cálculo da factura não foram integradas neste processo porquanto são em larga medida automatizadas (e nesse sentido, o seu custo será considerado dentro do âmbito de evolução dos sistemas comerciais);
- Operações Comerciais - inclui a maior parte das funções de *back-office* de serviço a clientes BTN (p.ex. anomalias de leitura e de facturação, reclamações), as actividades de *back-office* associadas a clientes de outros níveis de tensão (nomeadamente contratação, facturação e gestão das reclamações), e as actividades de *back-office* de gestão da dívida e de cobranças.
- Reclamações e outros contactos de clientes - este processo inclui a gestão de diversos tipos de contactos escritos: reclamações, pedidos de informações escritos, mediações com entidades, indemnizações por prejuízos, processos judiciais;
- Cortes - reúne os recursos subcontratados para proceder à interrupção do fornecimento de energia aos clientes e posterior religação (quando aplicável).

Os processos associados ao atendimento, cobranças, facturação, operações comerciais e gestão de reclamações são executados pela EDP Soluções Comerciais, o serviço de cortes é executado pela EDP Distribuição.

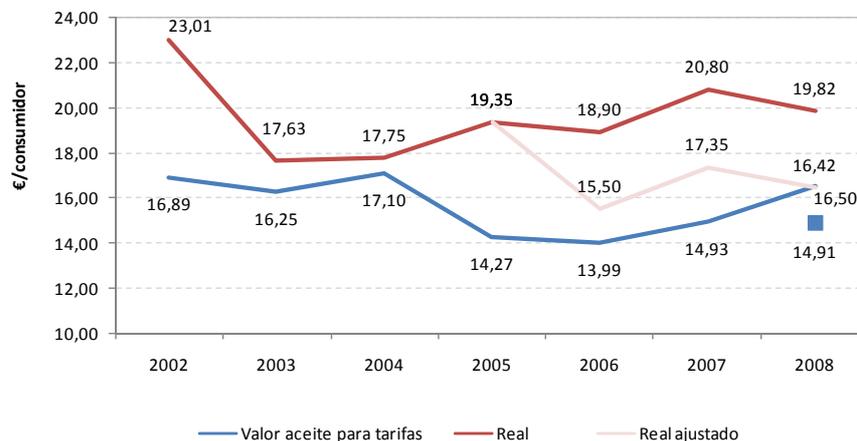
Na evolução dos custos da EDP Serviço Universal ajustou-se a base de custos tendo em conta a alteração de metodologia de imputação de custos da prestação de serviços da EDP Distribuição à EDP

Serviço Universal que se reflectiu numa redução de custos na ordem dos 20 milhões. Esta alteração de critério aumentou a base de custos controláveis na EDP Distribuição conforme já mencionado no capítulo anterior.

Também a reafecção de custos entre as actividades reguladas do CUR, Compra e Venda de Energia Eléctrica e Comercialização teve um impacte positivo na redução de custos da actividade de Comercialização e consequentemente o aumento dos custos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no mesmo montante (cerca de 5 milhões de euros).

A Figura 2-1 permite comparar a evolução dos custos desta actividade com os custos considerados pelo regulador como custos eficientes.

**Figura 4-1 - Evolução dos custos controláveis da Comercialização**



Da análise da figura conclui-se que os custos unitários por consumidor se aproximam dos valores implícitos no cálculo das tarifas.

Para cálculo do custo unitário por consumidor, aplicou-se a seguinte metodologia:

- Considerou-se o valor unitário implícito nas tarifas para 2008, excluindo ajustamentos, ajustado da realocação de custos para a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica. O valor de 5 milhões de euros foi considerado no ajustamento provisório de 2008 da respectiva actividade.
- Aplicou-se uma meta de eficiência de 3% ao ano.

Esta meta foi determinada tendo em conta a meta implícita nos custos unitários enviados pela empresa para o período 2009 a 2011 de 2,1% ao ano, e que em 2009 irá decorrer um estudo com

o objectivo de avaliar os custos incorridos pela EDP Serviço Universal imputados à actividade de Comercialização, nomeadamente na aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais<sup>11</sup>.

Com base nos resultados deste estudo os parâmetros por nível de tensão agora fixados para o próximo período de regulação poderão ser ajustados em conformidade.

- Corrigiu-se o valor unitário de 2009 dos custos previstos com a aplicação da Lei 12/2008, no montante de 6,5 milhões de euros associado a custos com facturação pela transição para facturação mensal, aumento de custos de cobrança, aumento de custos com operações comerciais e com sistemas. Estes custos segundo a empresa têm como pressuposto a estimativa de que 20% dos clientes optarão pela facturação mensal.

O Quadro 4-1 sintetiza a metodologia utilizada para cálculo do custo unitário por consumidor para o período 2009-2011.

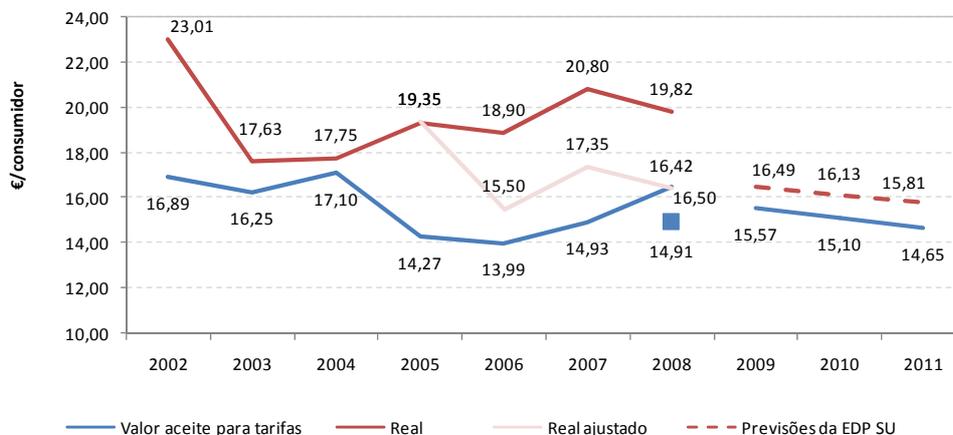
**Quadro 4-1 - Metodologia de cálculo do custo unitário para o período 2009-2011**

	Custo unitário
Custo de estrutura comercial aceite para T2008 (€/consumidor)	15,89
Realocação de custos para a CVEE (€/consumidor)	-0,97
	14,91
Factor de eficiência ERSE 2008-2011	-3,0%
Custo unitário em 2009, preços 2008 (€/consumidor)	14,47
Impacte da aplicação da lei 12/2008 (6,5 M€/n.º de consumidores)	1,08
	15,55
Custo unitário em 2010, preços 2008 (€/consumidor)	15,09
Custo unitário em 2011, preços 2008 (€/consumidor)	14,64

A análise da Figura 4-2 permite concluir que os custos unitários previstos pela EDP SU se aproximam bastante dos custos eficientes.

<sup>11</sup> Para 2009, e devido à redução do montante de serviços prestados pela EDP Distribuição, prevê-se que a aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais atinja cerca de 80% do total de custos operacionais da actividade de Comercialização da EDP Serviço Universal.

Figura 4-2 - Custos unitário por consumidor no período



## 4.2 REPARTIÇÃO ENTRE A COMPONENTE FIXA E A COMPONENTE VARIÁVEL

Os principais fornecedores do comercializador de último recurso são a EDP Soluções Comerciais e a EDP Distribuição os quais representam cerca de 90% dos custos totais da actividade.

Os serviços prestados por estas empresas encontram-se contratualizados e são facturados tendo em conta o número de processos ocorridos durante o ano, com excepção dos custos com serviços do sistema os quais têm um valor fixo.

Assim considerou-se que a parcela fixa deveria incluir não só os custos de estrutura da entidade, essencialmente custos com pessoal, como também os custos com serviços informáticos.

Para cálculo da imputação destes custos por nível de tensão foram tidos em conta os critérios de alocação enviados pela empresa, segundo os quais, os custos de estrutura são imputados em função dos consumos por nível de tensão e os custos do sistema, imputados a 100% à Baixa tensão.

Tendo em conta estes critérios utilizados para imputação dos custos e a evolução prevista pela ERSE relativa aos consumos no mercado livre, considerou-se a seguinte estrutura, por nível de tensão e ano:

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2009 A 2011

PARÂMETROS PARA A ACTIVIDADE DE  
COMERCIALIZAÇÃO DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

	% C. Fixo		
	2009	2010	2011
AT/MT	20,0%	18,5%	16,0%
BTE	20,0%	20,0%	20,0%
BT	20,0%	20,0%	20,0%

#### 4.3 PARÂMETROS ASSOCIADOS À COMPONENTE FIXA E À COMPONENTE VARIÁVEL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Para o cálculo dos parâmetros associados à componente variável e fixa é necessário adicionar os custos de investimento.

Tendo em conta os pressupostos apresentados calcularam-se os parâmetros para o próximo período de regulação, os quais se encontram sintetizados no Quadro 4-2

**Quadro 4-2 - Cálculo dos parâmetros associados à parcela fixa e à parcela variável**

	NT			BTE			BTN			EDP SU		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Custos controláveis	1 803	1 409	893	240	248	257	89 478	87 785	85 108	91 521	89 443	86 258
Custos não controláveis	4	6	2	1	1	1	4	7	7	9	14	10
Activo a remunerar	6	3	2	13	15	18	22	24	24	41	43	44
Remuneração do activo	1	0	0	1	1	2	2	2	2	3	4	4
	1 808	1 416	895	242	251	259	89 484	87 794	85 117	91 534	89 461	86 272
Parcela Fixa	362	262	143	48	50	52	17 897	17 559	17 023	18 307	17 871	17 218
Parcela Variável	1 446	1 154	752	194	201	207	71 587	70 235	68 094	73 227	71 589	69 053
F <sub>c</sub>	362	262	143	48	50	52	17 897	17 559	17 023	18 307	17 871	17 218
X <sub>c,f</sub>		30,260	47,920		-1,860	-0,780		4,490	5,650			
P <sub>c</sub>	71,983	73,207	74,970	7,214	7,191	7,167	12,571	12,559	12,560	73 226	71 589	69 053
C <sub>c</sub>	20 089	15 759	10 028	26 862	27 892	28 931	5 694 534	5 592 532	5 421 627			
X <sub>c,p</sub>		0,900	0,190		2,920	2,930		2,700	2,590			

#### 4.4 PARCELA ASSOCIADA À REPOSIÇÃO DO CUSTO DAS NECESSIDADES FINANCEIRAS RESULTANTE DO DESFASAMENTO TEMPORAL ENTRE OS PRAZOS MÉDIOS DE PAGAMENTOS E OS PRAZOS MÉDIOS DE RECEBIMENTOS

Esta parcela tem como objectivo a reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfaseamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos.

Com base nos prazos de pagamentos e recebimentos previstos na lei, e da estrutura de facturação por nível de tensão e das aquisições por fornecedor, apuraram-se por nível de tensão o diferencial em dias para cálculo da respectiva margem (Quadro 4-3)

**Quadro 4-3 - Diferencial entre os prazos de recebimentos e os prazos de pagamento em dias**

	Nº de dias legais	Estrutura	Diferencial δ
Recebimentos			
BTN/IP	37	57,6%	16
BTE	45	7,1%	24
NT	45	35,3%	24
<b>Total de recebimentos</b>	<b>40</b>		<b>19</b>
Pagamentos			
PRE (exclui sobrecusto)	41	21,1%	
OMEL\OMIP\CESUR\serviços do sistema	5,5	49,1%	
Acesso às redes	33	29,7%	
<b>Total de pagamentos</b>	<b>21</b>		

Compete à ERSE assegurar o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas num ambiente de gestão adequada.

A EDP Serviço Universal (EDP SU) foi criada por destaque da EDP Distribuição, não lhe tendo sido afectado qualquer imobilizado.

A ERSE teve em conta este enquadramento, tendo introduzido para o período de regulação 2009-2011 uma nova forma mista de regulação, privilegiando a aceitação de custos de exploração com imposição de ganhos de eficiência, complementado pelo reconhecimento de uma remuneração sobre as necessidades de fundo de maneo.

Nesse sentido, considerando não existirem ainda condições que permitam efectuar uma abordagem metodológica de cálculo do custo de capital da EDP SU semelhante à efectuada para a EDP Distribuição, e tendo igualmente em consideração o que tem sido reconhecido ao longo dos anteriores períodos de regulação, a ERSE define que o valor da taxa de remuneração a aplicar às necessidades de fundo de maneo da actividade de Comercialização, ao longo período de regulação 2009-2011, é igual ao da taxa do custo de capital da EDP Distribuição, ficando assim indexada à taxa de rendimento das Obrigações do Tesouro do Estado Português, a prazo de 10 anos (OT), calculada como a média das taxas diárias verificadas nos 12 meses terminados no dia 31 de Agosto de cada ano, *inclusive*, acrescida de 400 pontos base.

Assim, para 2009, para uma taxa OT situada em 4,55%, o valor da taxa de remuneração a aplicar às necessidades de fundo de maneo da EDP Serviço Universal é 8,55%.



## 5 PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDA

### 5.1 ENQUADRAMENTO

Neste capítulo determinam-se os parâmetros para as actividades de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica para o período de regulação 2009-2011.

Tendo em conta o número de anos já decorridos desde que a ERSE viu alargada as suas competências de regulação à concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores, EDA – Electricidade dos Açores, que permite ter um conhecimento das actividades desenvolvidas pela Empresa, entendeu-se que a revisão regulamentar ocorrida em 2008 seria o momento ideal para alterar a metodologia de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização de Energia Eléctrica (CEE) da EDA, uniformizando-a com a regulação efectuada no continente.

Assim, a nova versão do Regulamento Tarifário publicada em Diário da Republica em 29 de Agosto de 2008, contempla as alterações referidas anteriormente, passando a considerar nos artigos 89.º e 90.º uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*, em que se define à partida um proveito máximo que evolui ao longo do período de regulação de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB, deduzido de um factor eficiência (parâmetro X) previsto pela ERSE.

Desta forma, possibilita-se à Empresa, de uma forma transparente, o conhecimento antecipado dos parâmetros que no próximo período de regulação determinam, a preços actuais, o cálculo dos proveitos permitidos. A Empresa fica assim habilitada durante um período de regulação de proceder à gestão que entender mais conveniente de modo a que no final consiga obter, no mínimo, os ganhos de eficiência impostos pelo regulador. Toda a diminuição de custos que a Empresa consiga obter ao nível dos custos de exploração, de que resultem ganhos de eficiência superiores ao estabelecido pela ERSE, será apropriada pelos accionistas.

A base de custos para o primeiro ano do período de regulação inclui os custos controláveis, os custos não controláveis e a remuneração dos activos. Excluem-se da base de custos sujeita a *price cap* os custos com a convergência tarifária referentes aos anos 2006 e 2007, de acordo com o Decreto-Lei nº 237-B/2006 e os custos com a promoção do desempenho ambiental, que são tratados como *pass-through*.

## 5.2 PRESSUPOSTOS

Para determinação dos parâmetros de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA para o período de 2009-2011 foram utilizados os seguintes pressupostos:

- Consumos de energia por nível de tensão, constantes dos balanços energéticos enviados pela EDA desde 2003, estimativa para 2008 e previsões para o período 2009-2011:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	Unid: MWh								
Energia vendida em MT	196 815	224 682	253 434	264 562	275 074	289 401	303 131	315 168	326 948
Energia vendida em BT	362 442	395 841	412 651	436 746	451 304	471 768	493 773	512 831	531 324
TOTAL	559 257	620 523	666 085	701 308	726 378	761 169	796 904	827 999	858 272

- Número médio de clientes da EDA desde 2003, por nível de tensão, com a estimativa de 2008 e previsões para o período 2009-2011:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Número médio de clientes em MT	624	594	611	616	621	632	641	651	662
Número médio de clientes em BT	105 042	106 794	108 317	110 082	112 313	115 276	118 234	120 358	122 511
TOTAL	105 666	107 388	108 927	110 698	112 934	115 907	118 875	121 009	123 173

- Deflador do PIB para o período 2003-2007, com estimativa de 2008 e previsão para o período 2009-2011:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>deflador do PIB</b>	3,2%	2,4%	2,5%	2,7%	3,0%	2,7%	2,5%	2,6%	2,6%

- Foi efectuada a transferência de custos entre as actividades de Comercialização de Energia Eléctrica e Distribuição de Energia Eléctrica, resultante das alterações introduzidas na actual versão do Regulamento Tarifário, de acordo com a informação enviada pela EDA em 1 de Outubro de 2008. Esta transferência de custos foi efectuada ao nível da baixa tensão;
- Taxa de remuneração do activo fixo afecto às actividades de DEE e CEE de 8,55% para o período 2009-2011.

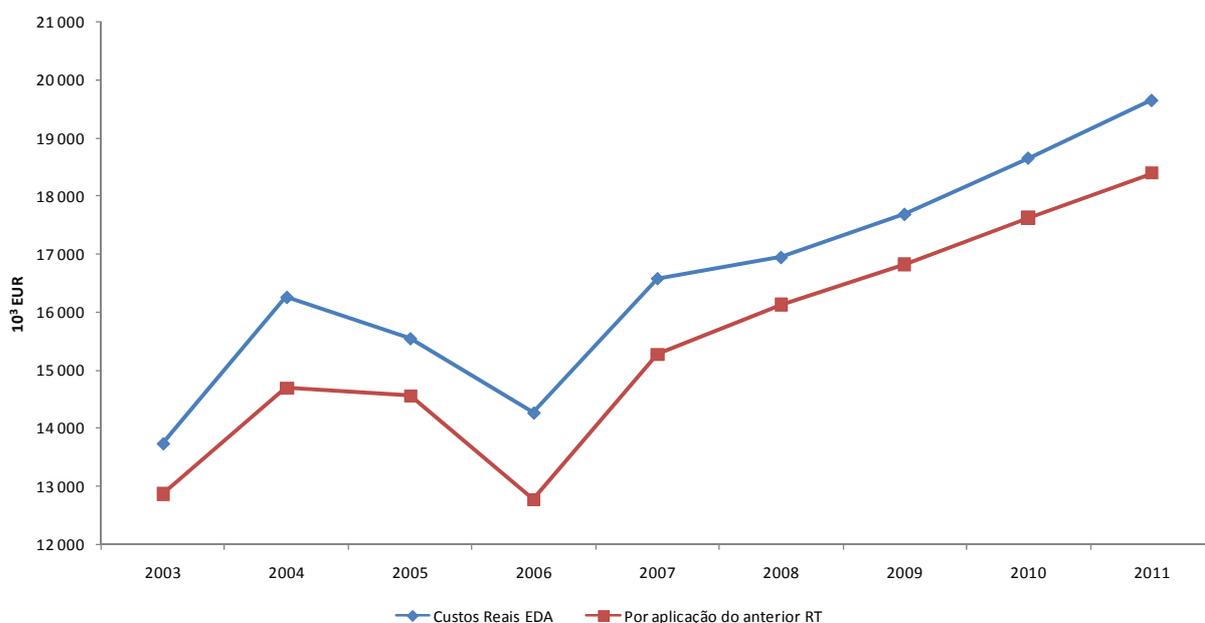
## 5.3 METODOLOGIA DE APURAMENTO DA BASE DE PROVEITOS PARA 2009 NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Para a determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, definida no artigo 89.º do Regulamento Tarifário foi efectuada uma análise da evolução dos custos controláveis reais e aceites, desde o primeiro ano de regulação da EDA (2003), a preços correntes e a preços constantes. Esta análise foi efectuada quer em termos totais quer em termos unitários comparando os custos da EDA reais ("Custos reais EDA") até 2007, estimados para 2008 e previsões 2009-2011, com os custos controláveis aceites para o período de regulação 2009-2011 no pressuposto de se aplicar a metodologia aceitação de custos utilizada no período de regulação 2006-2008 ("Por aplicação do anterior RT").

A *posteriori*, efectuou-se uma simulação do nível dos custos controláveis<sup>12</sup> aceites para os anos 2009-2011, para a actividade de DEE, no pressuposto de se manter a metodologia de aceitação de custos utilizada no período de regulação 2006-2008<sup>13</sup>.

Relativamente aos custos apurados com a metodologia referida anteriormente, efectuou-se uma análise da evolução dos custos controláveis unitários a preços correntes (Figura 5-1) e a preços constantes de 2008 (Figura 5-2). Refira-se que tendo em conta que a partir de 2009 os custos associados à comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica da actividade de CEE passam para a actividade de DEE, e para permitir ter uma base de comparação de custos similares em 2007 e 2008, foi simulada a transferência de custos entre as actividades anteriormente referidas, numa proporção de 28% dos custos da actividade de CEE (esta proporção resulta da informação enviada pela EDA em 1 de Outubro de 2008).

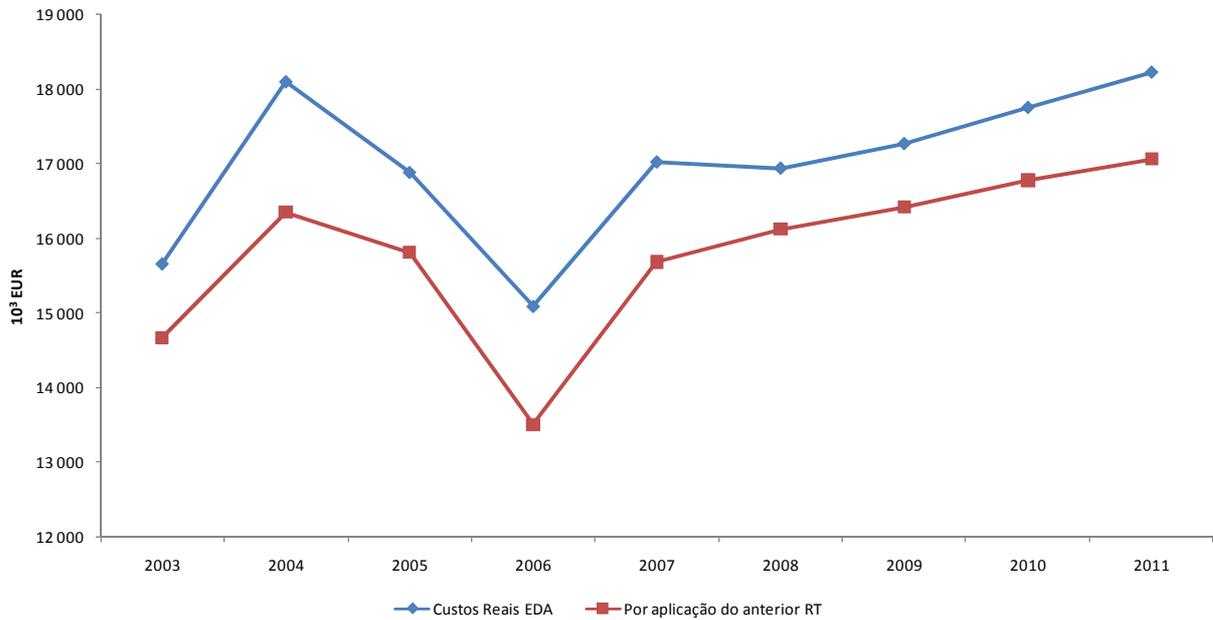
**Figura 5-1 - Evolução dos custos controláveis da actividade de DEE a preços correntes**



12 Os custos controláveis incluem os custos com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos, impostos, custos com pessoal e outros custos operacionais, líquidos dos proveitos com prestações de serviços, subsídios à exploração, proveitos suplementares e outros proveitos operacionais, obtidos no âmbito de cada actividade.

13 Esta metodologia de aceitação de custos controláveis com excepção dos custos com pessoal, consistia na determinação do nível de custos aceites para o ano t tendo em conta os valores aceites pela ERSE para t-2, actualizado pela inflação do período e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano. Ao nível dos custos com pessoal aplica-se à remuneração por efectivo ocorrida no ano anterior com um acréscimo anual de 1,5 pontos percentuais acima da taxa de inflação ocorrida.

**Figura 5-2 - Evolução dos custos controláveis da actividade de DEE a preços constantes de 2008**

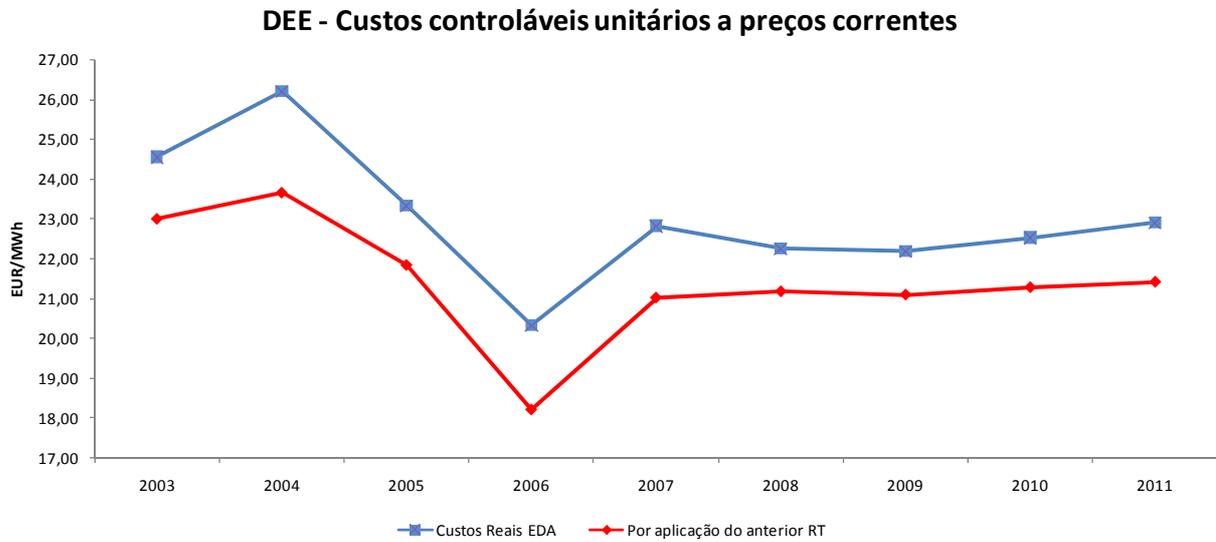


NOTA: A partir de 2009 verifica-se a transferência de aproximadamente 28% dos custos da actividade de CEE para a actividade de DEE, por força da alteração do Regulamento Tarifário. Os valores de 2007 e 2008 encontram-se influenciados pela transferência de custos referida.

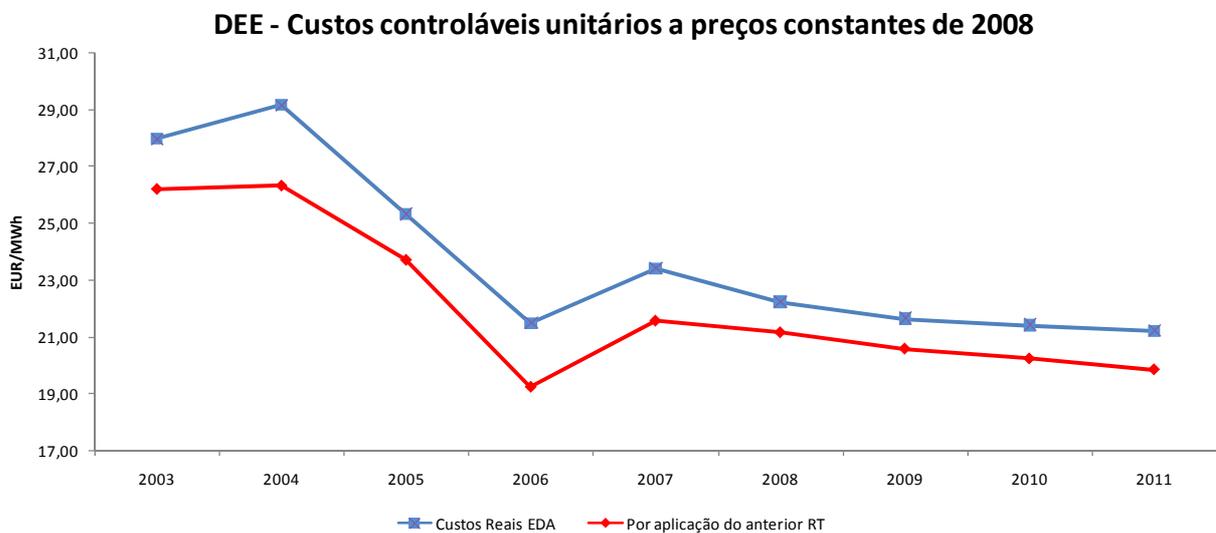
Verifica-se que os custos controláveis da actividade de DEE apresentam uma evolução ascendente quer a preços correntes, quer a preços constantes de 2008, atingindo neste caso, em 2011 um valor próximo do verificado em 2004.

Em termos unitários os custos controláveis apresentam um ligeiro crescimento quando analisados a preços correntes (Figura 5-3) e um decréscimo quando avaliados a preços constantes de 2008 (Figura 5-4).

**Figura 5-3 - Evolução dos custos controláveis unitários da actividade de DEE a preços correntes**



**Figura 5-4 - Evolução dos custos controláveis unitários da actividade de DEE a preços constantes de 2008**



NOTA: A partir de 2009 verifica-se a transferência de aproximadamente 28% dos custos da actividade de CEE para a actividade de DEE, por força da alteração do Regulamento Tarifário. Os valores de 2007 e 2008 encontram-se influenciados pela transferência de custos referida.

O valor do custo unitário base para 2009 foi calculado tendo como referência o valor que seria calculado para 2008 pela ERSE mantendo a mesma metodologia utilizada nos anos anteriores, considerando ser o valor que melhor representa a eficiência que a empresa deveria conseguir atingir no final do actual período de regulação, já que o valor que a empresa se propõe atingir nessa data será superior.

## PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2009 A 2011

PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE  
DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDA

Face à análise efectuada, a ERSE entende impor à EDA um factor de eficiência equivalente ao crescimento anual da energia vendida acrescida de 1 p.p.. Esta metodologia é aplicada por nível de tensão resultando anualmente nos valores apresentados no Quadro 5-1.

**Quadro 5-1 - Factores de eficiência dos custos controláveis unitários da actividade de DEE**

AT/MT	Previsão		
	2009	2010	2011
factor de eficiência dos custos controláveis unitários a preços constantes	-5,7%	-5,0%	-4,7%

BT	Previsão		
	2009	2010	2011
factor de eficiência dos custos controláveis unitários a preços constantes	-5,7%	-4,9%	-4,6%

Para determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de DEE e dos parâmetros associados a essa componente, apurou-se o custo total unitário da actividade de DEE a preços correntes e a preços constantes de 2009 conforme Quadro 5-2.

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2009 A 2011

PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE  
DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDA

**Quadro 5-2 - Determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de DEE**

AT/MT	Custos Reais					Estimativa 2008	Previsão		
	2003	2004	2005	2006	2007		2009 2008*(1+Dpib 2009+Fact. Ef 1%)	2010 custo de t-1*(1+Dpib t- 1+Fact. Ef x)	2011
Custo controlável unitário aceite (EUR/MWh)	23,55	37,74	36,44	20,79	22,50	20,71	20,04	19,57	19,15
Taxa média anual de crescimento 2009-2011 a preços correntes									-2,3%
Energia em MT corrigida das perdas (MWh)							840 154	872 918	904 811
	Unid: EUR								
Custos controláveis aceites - proveitos	4 635 855	8 478 522	9 234 169	5 501 049	6 189 534	5 994 367	6 075 056	6 166 537	6 260 275
Custos não controláveis (amort. liq + prov.)	3 593 858	3 230 065	3 139 066	2 651 214	2 442 626	2 748 633	2 898 262	3 135 077	3 274 277
Remuneração do Activo	5 770 409	6 027 676	6 040 115	5 524 557	5 440 569	6 149 013	7 404 283	8 144 864	8 771 973
	14 000 123	17 736 263	18 413 351	13 676 819	14 072 728	14 892 013	16 377 601	17 446 479	18 306 525
<b>Custo total unitário aceite (EUR/MWh)</b>							19,494	19,986	20,232
Custo unitário a preços constantes de 2009							19,494	19,480	19,220
<b>Parâmetro associado à variável unitária dos proveitos da actividade de DEE - AT/MT</b>								0,08%	1,37%

BT	Custos Reais					Estimativa 2008	Previsão		
	2003	2004	2005	2006	2007		2009 custo de 2008*(1+Dpib 2009+Fact. Ef 1%)	2010 custo de t-1*(1+Dpib t- 1+Fact. Ef x)	2011
Custo controlável unitário aceite (EUR/MWh)	22,70	15,67	12,88	16,63	20,12	21,46	20,78	20,31	19,90
Taxa média anual de crescimento 2009-2011 a preços correntes									-2,1%
	Unid: EUR								
Custos controláveis aceites - proveitos	8 226 921	6 202 574	5 313 663	7 265 197	9 078 660	10 124 198	10 261 118	10 416 346	10 575 473
Custos não controláveis (amort. liq + prov.)	2 184 000	3 419 989	3 259 587	4 391 049	4 520 380	4 639 064	4 640 350	4 679 887	4 570 723
Remuneração do Activo	4 299 114	4 777 800	4 725 319	5 096 940	5 963 834	6 329 875	7 107 263	7 219 861	7 217 668
	14 710 035	14 400 363	13 298 569	16 753 186	19 562 874	21 093 138	22 008 730	22 316 095	22 363 864
<b>Custo total unitário aceite (EUR/MWh)</b>							44,573	43,515	42,091
<b>Parâmetro associado à variável unitária dos proveitos da actividade de DEE - BT</b>								4,97%	5,87%

A aplicação dos parâmetros de eficiência definidos pela ERSE permitem apurar para a actividade de DEE no segmento de AT/MT, para os anos de 2009, 2010 e 2011, custos controláveis unitários de 20,04 EUR/MWh, 19,57 EUR/MWh e 19,15 EUR/MWh, respectivamente, enquanto para o segmento de BT, os custos unitários são de 20,78 EUR/MWh, 20,31 EUR/MWh e 19,90 EUR/MWh, respectivamente nos anos de 2009, 2010 e 2011.

A definição dos parâmetros associados à variável unitária dos proveitos da actividade de DEE resultou do crescimento anual dos custos unitários a preços constantes de 2009. Na base de cálculo dos custos totais aceites, estão os custos controláveis aceites, por aplicação dos custos unitários às quantidades de energia vendida, por nível de tensão, adicionados aos custos não controláveis<sup>14</sup> e à remuneração dos activos. Desta forma obtêm-se os valores dos proveitos, mencionados no Quadro 5-2.

## 5.4 CONCLUSÕES

A metodologia referida anteriormente permitiu apurar os parâmetros para a actividade de DEE da EDA para o período 2009-2011 conforme Quadro 5-3.

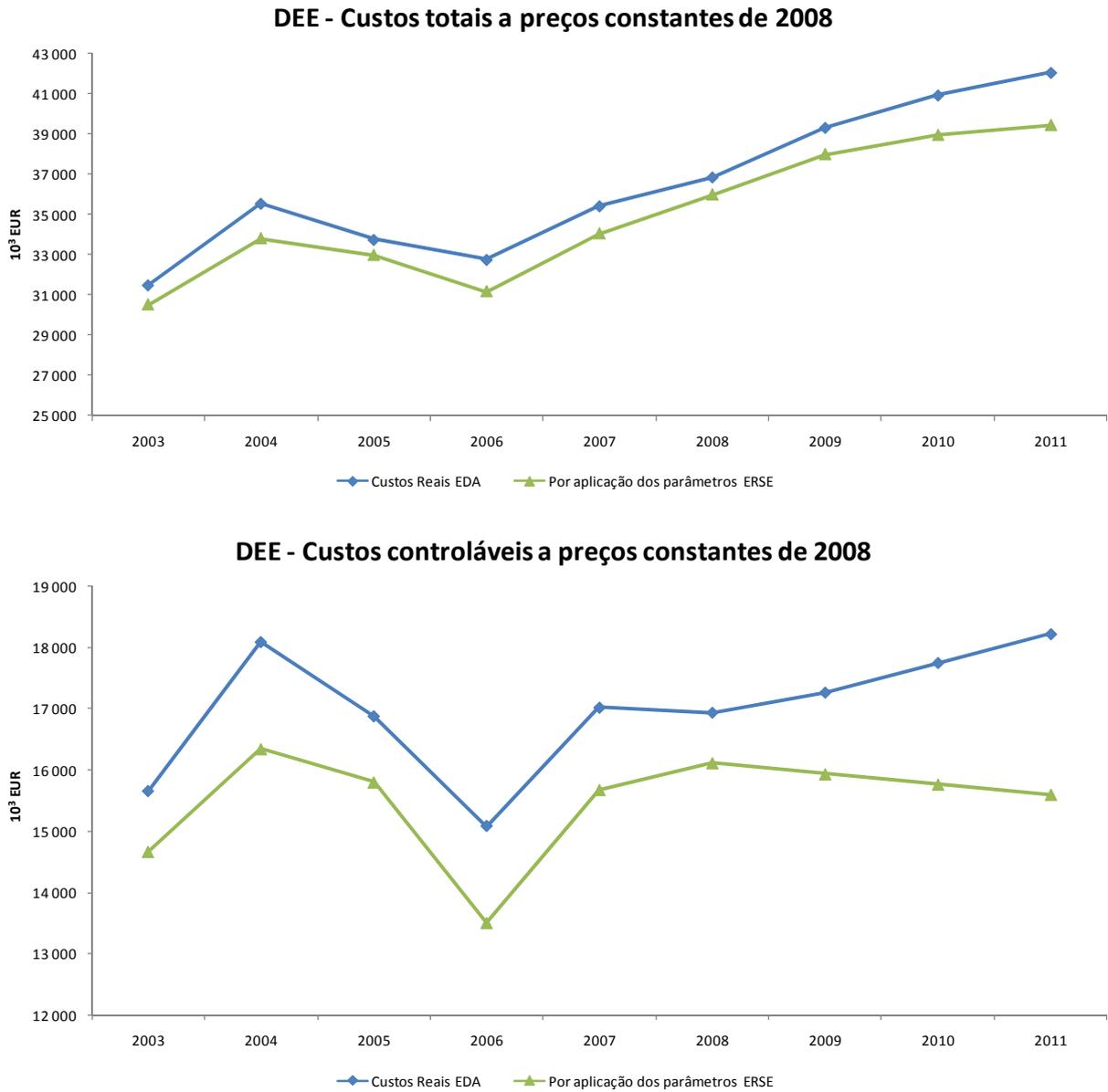
<sup>14</sup> Os custos não controláveis incluem as amortizações do exercício e a variação de provisões.

**Quadro 5-3 - Componente variável unitária dos proveitos da actividade de DEE e parâmetros associados a essa componente**

	2009		2010		2011	
	AT/MT	BT	AT/MT	BT	AT/MT	BT
Componente variável unitária dos proveitos da actividade (€/MWh)	19,494	44,573				
Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade	-	-	0,08%	4,97%	1,37%	5,87%

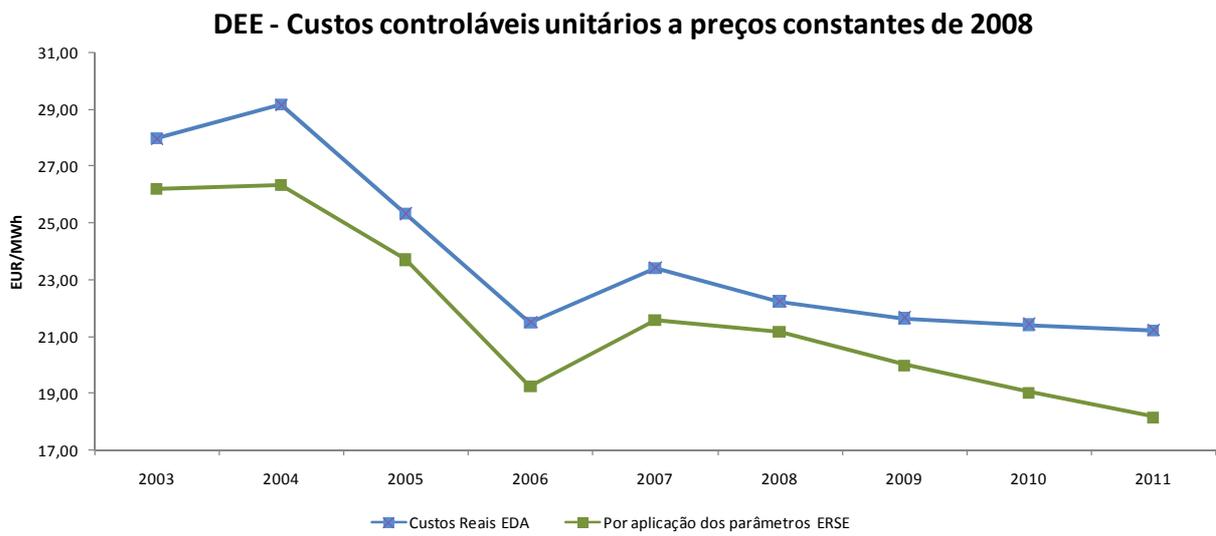
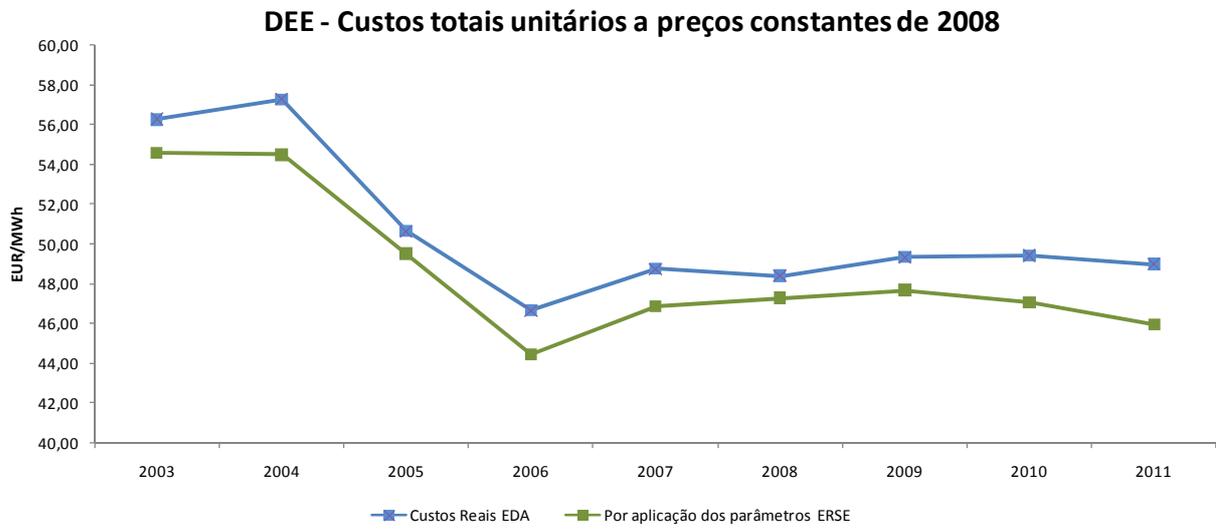
Para o período de regulação 2009-2011 a tendência de evolução dos custos totais e unitários da actividade de DEE da EDA tendo por base os valores estimados para 2008 são os que se ilustram na Figura 5-5. A componente variável unitária dos proveitos evolui para os anos de 2010 e 2011, conforme estabelecido no ponto 2 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário, em função da taxa de variação do índice de preços implícito no PIB e do parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos apresentada no Quadro 5-3.

Figura 5-5 - Evolução dos custos da actividade de DEE



Em termos de custos unitários (EUR/MWh) a evolução é mostrada na Figura 5-6.

Figura 5-6 - Evolução dos custos unitários da actividade de DEE



## 5.5 METODOLOGIA DE APURAMENTO DA BASE DE PROVEITOS PARA 2009 NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Para a determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, definida no artigo 90.º do Regulamento Tarifário foi efectuada uma análise da evolução dos custos controláveis reais e aceites, desde o primeiro ano de regulação da EDA (2003), a preços correntes e a preços constantes. Esta análise foi efectuada quer em termos totais quer em termos unitários comparando os custos da EDA reais (“Custos reais EDA”) até 2007, estimados para 2008 e previsões 2009-2011, com os custos controláveis aceites para o período de regulação 2009-2011 no pressuposto de se aplicar a metodologia aceitação de custos utilizada no período de regulação 2006-2008 (“Por aplicação do anterior RT”).

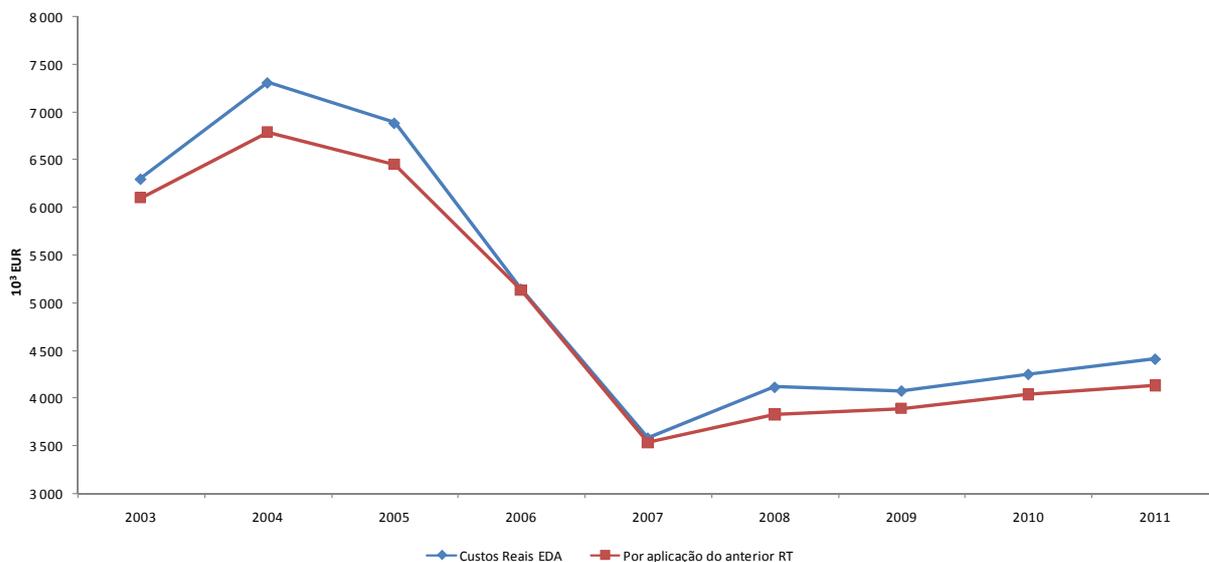
A *posteriori*, efectuou-se uma simulação do nível dos custos controláveis aceites para os anos 2009-2011, para a actividade de CEE, no pressuposto de se manter a metodologia de aceitação de custos utilizada no período de regulação 2006-2008<sup>15</sup>.

Relativamente aos custos apurados com a metodologia referida anteriormente, efectuou-se uma análise da evolução dos custos controláveis unitários a preços correntes (Figura 5-7) e a preços constantes de 2008 (Figura 5-8). Refira-se que tendo em conta que a partir de 2009 os custos associados à comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica da actividade de CEE passam para a actividade de DEE, e para permitir ter uma base de comparação de custos similares em 2007 e 2008, foi simulada a transferência de custos entre as actividades anteriormente referidas, numa proporção de 28% dos custos da actividade de CEE (esta proporção resulta da informação enviada pela EDA em 1 de Outubro de 2008).

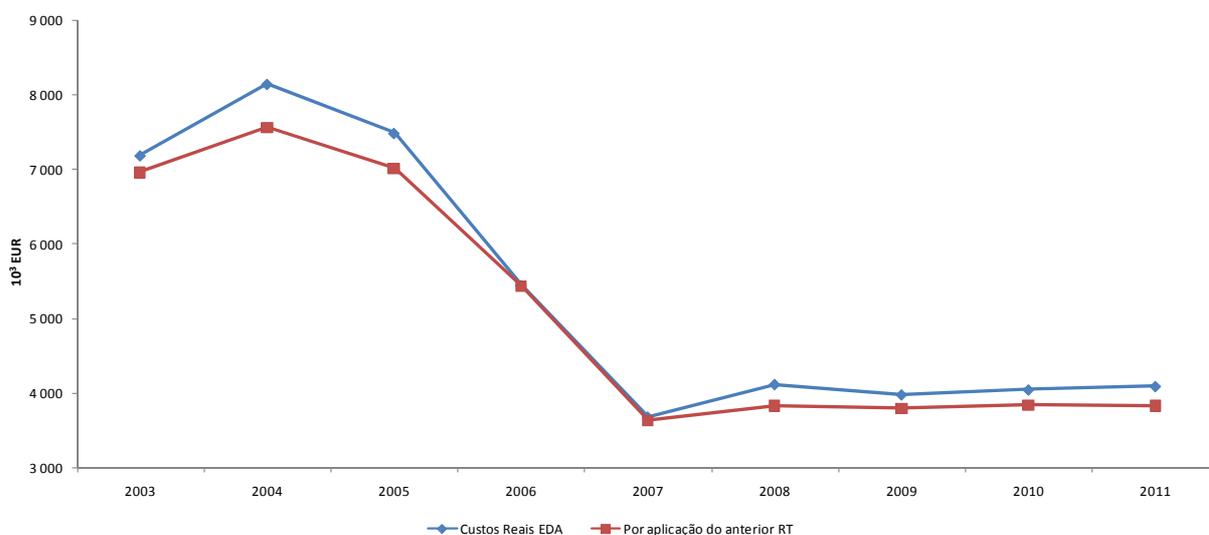
---

<sup>15</sup> Esta metodologia de aceitação de custos controláveis com excepção dos custos com pessoal, consistia na determinação do nível de custos aceites para o ano  $t$  tendo em conta os valores aceites pela ERSE para  $t-2$ , actualizado pela inflação do período e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano. Ao nível dos custos com pessoal aplica-se à remuneração por efectivo ocorrida no ano anterior com um acréscimo anual de 1,5 pontos percentuais acima da taxa de inflação ocorrida.

**Figura 5-7 - Evolução dos custos controláveis da actividade de CEE a preços correntes**



**Figura 5-8 - Evolução dos custos controláveis da actividade de CEE a preços constantes de 2008**

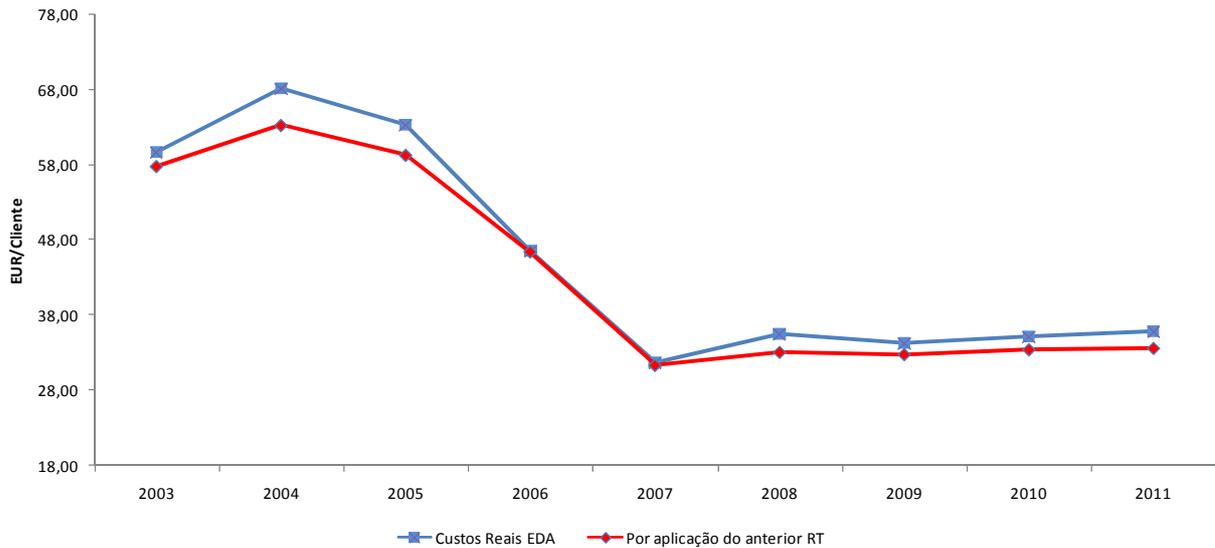


NOTA: A partir de 2009 verifica-se a transferência de aproximadamente 28% dos custos da actividade de CEE para a actividade de DEE, por força da alteração do Regulamento Tarifário. Os valores de 2007 e 2008 encontram-se influenciados pela transferência de custos referida.

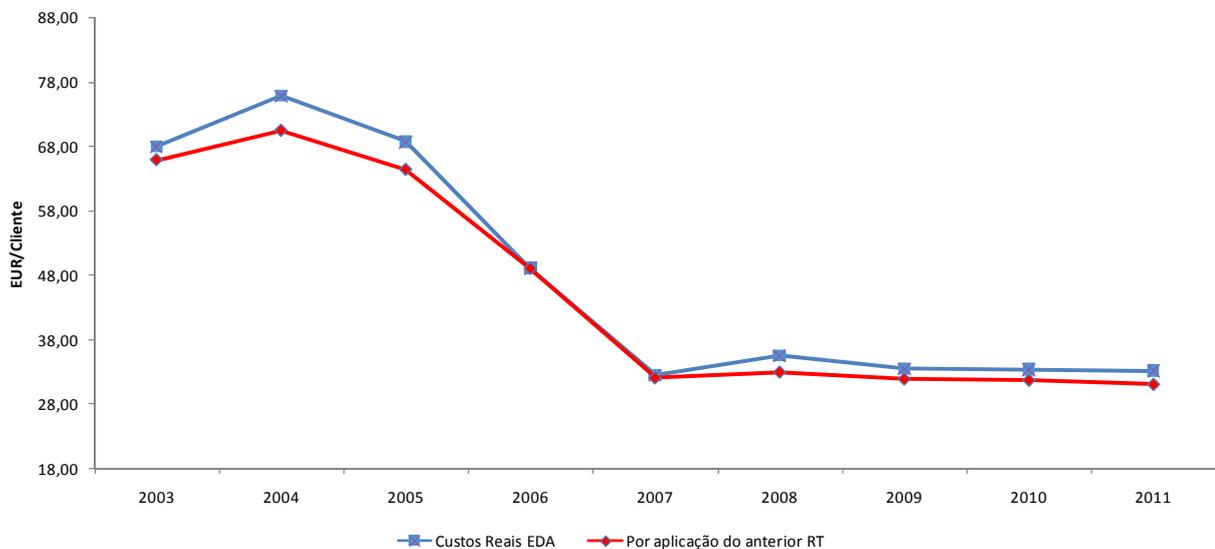
Verifica-se que os custos controláveis da actividade de CEE apresentam uma evolução crescente quando analisados a preços correntes e relativamente estabilizados quando analisados a preços constantes de 2008.

Em termos unitários os custos controláveis crescem ligeiramente quando analisados a preços correntes (Figura 5-9) e um decrescem quando avaliados a preços constantes de 2008 (Figura 5-10).

**Figura 5-9 - Evolução dos custos controláveis unitários da actividade de CEE a preços correntes**



**Figura 5-10 - Evolução dos custos controláveis unitários da actividade de CEE a preços constantes de 2008**



O valor do custo unitário base para 2009 foi calculado tendo como referência o valor que seria calculado para 2008 pela ERSE mantendo a mesma metodologia utilizada nos anos anteriores, considerando ser o valor que melhor representa a eficiência que a empresa deveria conseguir atingir no final do actual período de regulação, já que o valor que a empresa se propõe atingir nessa data será superior.

Face à análise efectuada, a ERSE entende impor à EDA um factor de eficiência equivalente à evolução do número médio de clientes acrescido de 1 p.p.. Esta metodologia é aplicada por nível de tensão resultando anualmente nos valores apresentados no Quadro 5-4.

**Quadro 5-4 - Factores de eficiência dos custos controláveis unitários da actividade de CEE**

MT	Previsão		
	2009	2010	2011
factor de eficiência dos custos controláveis unitários a preços constantes	-2,5%	-2,6%	-2,6%

BT	Previsão		
	2009	2010	2011
factor de eficiência dos custos controláveis unitários a preços constantes	-3,6%	-2,8%	-2,8%

Para determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de CEE e dos parâmetros associados a essa componente, apurou-se o custo total unitário da actividade de CEE a preços correntes e a preços constantes de 2009, conforme Quadro 5-5.

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2009 A 2011

PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE  
DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDA

**Quadro 5-5 - Determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de CEE**

MT	Custos Reais					Estimativa 2008	Previsão			
	2003	2004	2005	2006	2007		2009 2008*(1+Dpib 2009+Fact. Ef 1%)	2010 custo de t-1*(1+Dpib t- 1+Fact. Ef x)	2011	
Custo controlável unitário aceite (EUR/Cliente)	3 311,48	4 003,82	3 969,37	190,66	154,91	284,62	284,61	284,72	284,68	
Taxa média anual de crescimento 2009-2011 a preços correntes										0,0%
Unid: EUR										
Custos controláveis aceites - proveitos	2 066 363	2 378 271	2 423 303	117 349	96 123	179 737	182 433	185 353	188 318	
Custos não controláveis (amort. liq + prov.)	112 793	251 714	253 709	31 218	71 846	44 703	55 757	56 315	58 009	
Remuneração do Activo	93 346	158 700	183 984	104 236	35 040	59 170	66 107	68 946	72 635	
	2 272 502	2 788 684	2 860 996	252 802	203 010	283 609	304 297	310 613	318 962	
<b>Custo total unitário aceite (EUR/Cliente)</b>								474,722	477,133	482,180
Custo unitário a preços constantes de 2009							0,00	474,722	465,042	458,052
<b>Parâmetro associado à variável unitária dos proveitos da actividade de CEE - MT</b>								<b>2,09%</b>	<b>1,54%</b>	

BT	Custos Reais					Estimativa 2008	Previsão			
	2003	2004	2005	2006	2007		2009 custo de 2008*(1+Dpib 2009+Fact. Ef 1%)	2010 custo de t-1*(1+Dpib t- 1+Fact. Ef x)	2011	
Custo controlável unitário aceite (EUR/Cliente)	38,46	41,33	37,23	45,61	30,63	31,67	31,33	31,27	31,21	
Taxa média anual de crescimento 2009-2011 a preços correntes										-0,2%
Unid: EUR										
Custos controláveis aceites - proveitos	4 039 594	4 413 594	4 033 104	5 020 296	3 439 988	3 650 451	3 704 209	3 763 345	3 823 432	
Custos não controláveis (amort. liq + prov.)	215 811	277 718	263 611	600 715	495 718	219 914	246 219	214 730	199 509	
Remuneração do Activo	124 732	179 671	201 066	297 728	394 439	345 792	370 632	426 911	449 198	
	4 380 137	4 870 984	4 497 782	5 918 740	4 330 145	4 216 157	4 321 060	4 404 986	4 472 138	
<b>Custo total unitário aceite (EUR/Cliente)</b>								36,547	36,599	36,504
<b>Parâmetro associado à variável unitária dos proveitos da actividade de CEE - BT</b>								<b>2,46%</b>	<b>2,86%</b>	

A aplicação dos parâmetros de eficiência definidos pela ERSE permitem apurar para a actividade de CEE no segmento de MT, para os anos de 2009, 2010 e 2011, custos controláveis unitários de 284,61 EUR/Cliente, 284,72 EUR/Cliente e 284,68 EUR/Cliente, respectivamente, enquanto para o segmento de BT, os custos unitários são de 31,33 EUR/Cliente, 31,27 EUR/Cliente e 31,21 EUR/Cliente, respectivamente nos anos de 2009, 2010 e 2011.

A definição dos parâmetros associados à variável unitária dos proveitos da actividade de CEE resultou do crescimento anual dos custos unitários a preços constantes de 2009. Na base de cálculo dos custos totais aceites, estão os custos controláveis aceites, por aplicação dos custos unitários às quantidades de energia vendida, por nível de tensão, adicionados aos custos não controláveis e à remuneração dos activos. Desta forma obtêm-se os valores dos proveitos, mencionados no Quadro 5-5.

## 5.6 CONCLUSÕES

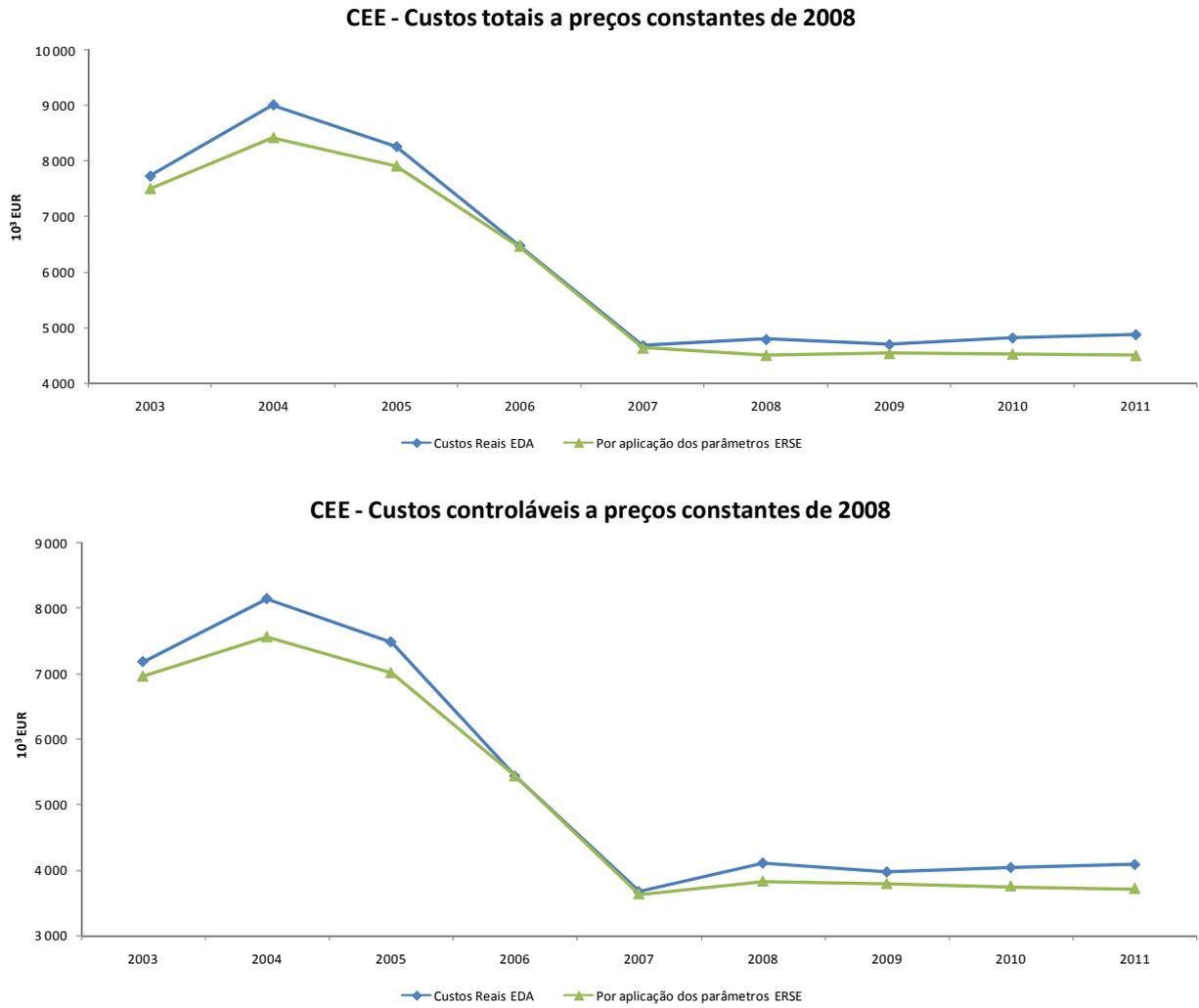
A metodologia referida anteriormente permitiu apurar os parâmetros para a actividade de CEE da EDA para o período 2009-2011 conforme Quadro 5-6.

**Quadro 5-6 - Componente variável unitária dos proveitos da actividade de CEE e parâmetros associados a essa componente**

	2009		2010		2011	
	MT	BT	MT	BT	MT	BT
Componente variável unitária dos proveitos da actividade (EUR/cliente)	474,722	36,547				
Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade	-	-	2,09%	2,46%	1,54%	2,86%

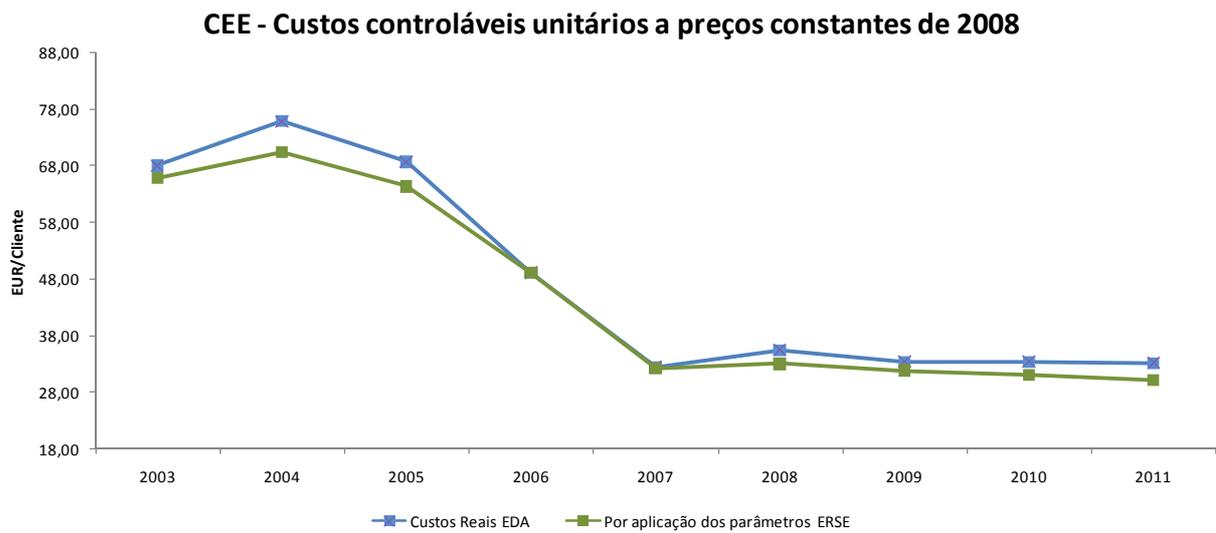
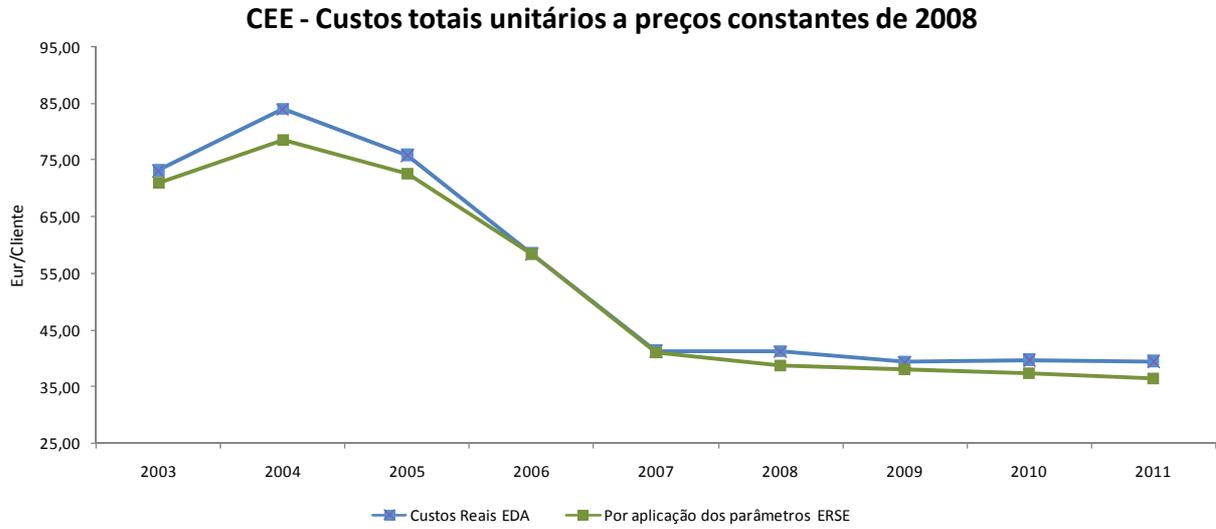
Para o período de regulação 2009-2011 a tendência de evolução dos custos totais e unitários da actividade de CEE da EDA tendo por base os valores estimados para 2008 são os que se ilustram na Figura 5-11. A componente variável unitária dos proveitos evolui para os anos de 2010 e 2011, conforme estabelecido no ponto 2 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, em função da taxa de variação do índice de preços implícito no PIB e do parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos apresentada no Quadro 5-6.

**Figura 5-11 - Evolução dos custos da actividade de CEE**



Em termos de custos unitários (EUR/Cliente) a evolução é mostrada na Figura 5-12.

Figura 5-12 - Evolução dos custos unitários da actividade de CEE



## 6 PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EEM

### 6.1 ENQUADRAMENTO

O início da regulação por parte da ERSE às Regiões Autónomas, nomeadamente à concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (EDA) e à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (EEM) teve início em 2003.

Tendo em conta o número de anos já decorridos desde o alargamento das competências da ERSE, o que permitiu possuir um conhecimento das actividades desenvolvidas pela empresa, foi entendimento da ERSE que a revisão regulamentar ocorrida em 2008 constituiria o momento para se alterar a metodologia de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização de Energia Eléctrica (CEE) da EEM, uniformizando-a com a regulação por incentivos efectuada no continente.

Deste modo, a nova versão do Regulamento Tarifário publicada em Diário da Republica em 29 de Agosto de 2008, contempla as alterações referidas anteriormente, passando a considerar nos artigos 96.º e 97.º uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos da EEM por *price cap*, em que se define à partida um proveito máximo que evolui ao longo do período de regulação de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB no ano  $t-1$ , deduzido de um factor eficiência (parâmetro X) previsto pela ERSE.

Desta forma, possibilita-se à empresa, de uma forma transparente, o conhecimento antecipado dos parâmetros que no próximo período regulatório determinam, a preços actuais, o cálculo dos proveitos permitidos. A empresa fica assim habilitada durante um período de regulação de proceder à gestão que entender mais conveniente de modo a que no final consiga obter no mínimo, os ganhos de eficiência impostos pelo regulador. Toda a diminuição de custos que a empresa consiga obter ao nível dos custos de exploração, de que resultem ganhos de eficiência superiores aos estabelecidos pelo regulador, será apropriada pelos accionistas.

Esta metodologia é aplicada à base de proveitos permitidos definida para o primeiro ano do período regulatório e contempla o somatório dos custos controláveis, custos não controláveis e remuneração dos activos. Excluem-se da base de custos sujeita a *price cap* os custos com a convergência tarifária referentes aos anos 2006 e 2007, de acordo com o Decreto-Lei nº 237-B/2006 e os custos com a promoção do desempenho ambiental, que são tratados como custos *pass-through*, não condicionados à metodologia de apuramento de proveitos descrita anteriormente.

---

## 6.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

### 6.2.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS

Para o cálculo da componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica ( $P_{j,t}^{M^D}$ ) e o parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica ( $X_j^{M^D}$ ) foram utilizados os seguintes pressupostos:

- Consumos de energia eléctrica para o período 2009-2011 em MT e BT: os valores utilizados são os enviados pela EEM para o referido período e que se traduzem numa taxa de crescimento anual de 4,1%, para ambos os níveis de tensão.
- Taxa de remuneração do activo fixo afecto de 8,55% para o período 2009-2011.
- Utilizou-se um deflator do PIB para 2009 de 2,5% e de 2,6% para os anos seguintes.
- Os valores de custos da actividade de Distribuição incorporam a transferência de parte dos custos da actividade de Comercialização, em sequência da alteração introduzida no actual Regulamento Tarifário para as actividades desenvolvidas no continente.
- Apuramento de um factor de eficiência para o nível dos custos controláveis unitários.

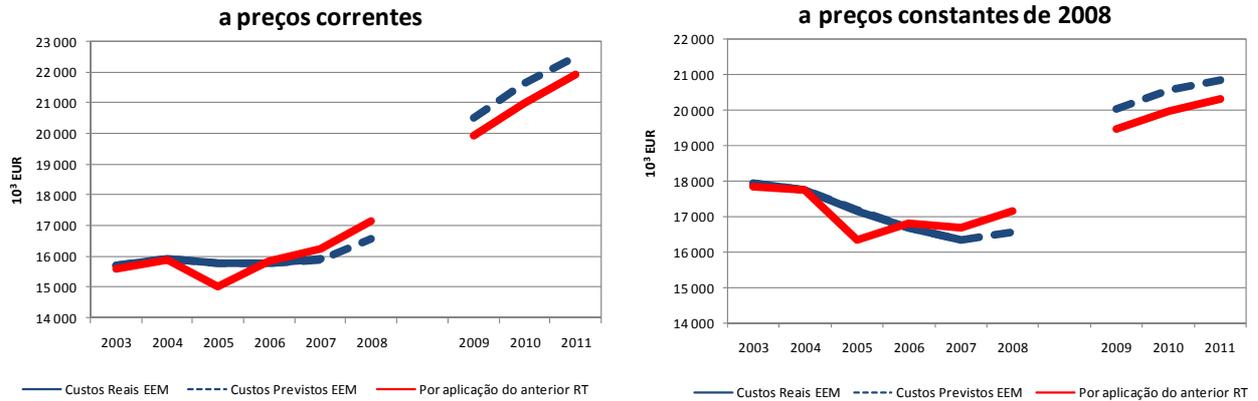
### 6.2.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Tendo em vista o apuramento de um factor de eficiência para o nível dos custos controláveis<sup>16</sup> foi efectuada uma análise da evolução destes custos em termo reais, aceites para efeitos de tarifas, entre 2003 e 2008. Igualmente, adicionou-se os valores previsionais para o período regulatório 2009-2011 enviados pela Empresa e os valores para igual período no pressuposto de se aplicar a metodologia de aceitação de custos utilizada no período de regulação 2006-2008 (“Por aplicação do anterior RT”). A Figura 6-1 apresenta a situação atrás descrita.

---

<sup>16</sup> Custos controláveis de exploração.

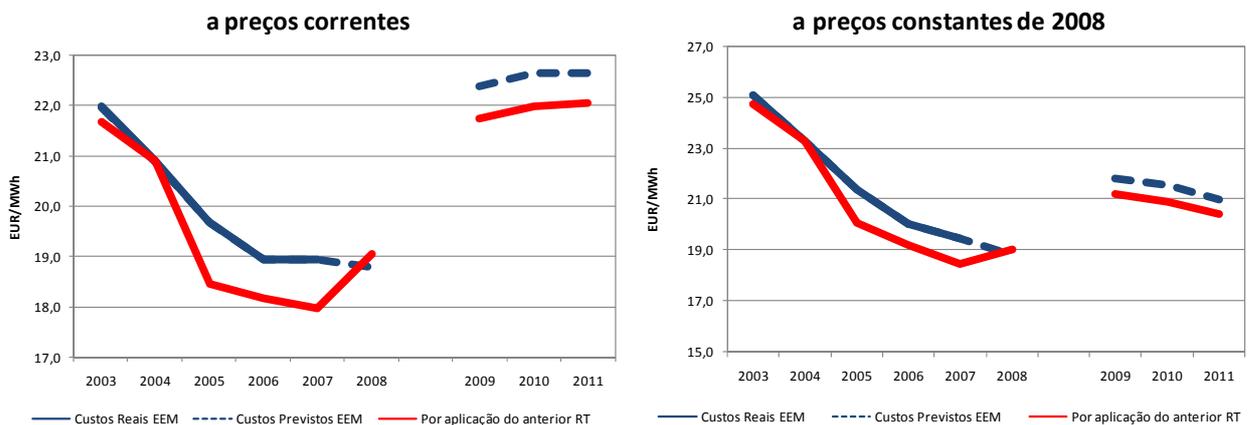
**Figura 6-1 - Evolução dos custos controláveis da actividade**



Nota: o período 2009-2011 incorpora a transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE.

A ERSE de forma a dar um sinal incentivador para a obtenção de ganhos de eficiência impôs a partir de 2005 um factor de 1% ao nível dos custos controláveis<sup>17</sup>. Pela análise da Figura 6-2 é possível verificar que entre 2004 e 2007, a EEM obteve uma taxa de decréscimo anual de 5,8% por custo unitário, calculado a preços constantes de 2008. O custo controlável unitário proposto pela empresa para o período 2009-2011 apresenta um decréscimo médio anual de 2,0%, calculado a preços constantes de 2008, tal como evidenciado na mesma figura.

**Figura 6-2 - Evolução dos custos de controláveis unitários**



Nota: o período 2009-2011 incorpora a transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE.

<sup>17</sup> Ao nível dos custos de exploração de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais.

O valor do custo controlável unitário de 2008 que serve de base para o cálculo do custo unitário de 2009 foi o valor enviado pela empresa para o ano de 2008 pois representa a melhor previsão disponível para o ano, sendo este valor inferior ao apurado aquando o processo de cálculo de tarifas para 2008.

A ERSE entendeu impor um factor de eficiência equivalente ao crescimento anual da energia vendida acrescida de 1 ponto percentual aos custos controláveis unitários da EEM de 2009 a 2011. Os valores dos custos para o período referido foram apurados tendo em conta em cada ano a percentagem de custos a transferir da actividade de CEE para DEE de acordo com os dados enviados pela empresa (41% dos custos de exploração em 2009 e 2010 e 42% em 2011).

O Quadro 6-1 apresenta os valores unitários alcançados com esta metodologia, a preços constantes de 2008 e a taxas de variação média anual destes custos entre 2009 e 2011.

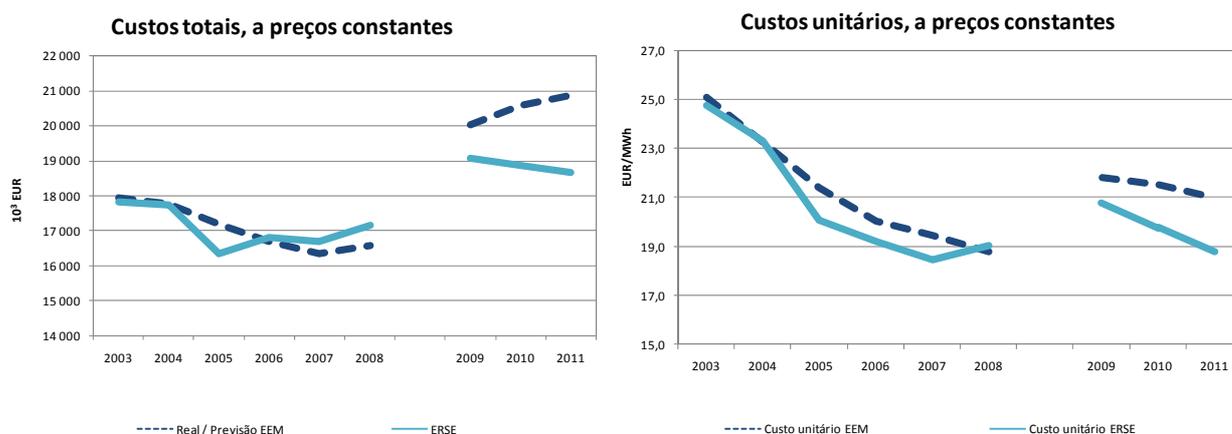
**Quadro 6-1 - Custos controláveis unitários e factores de eficiência associados**

	Unidade: EUR/MWh			
	2008	2009	2010	2011
preços unitários, a preços constantes de 2008	18,79	20,78	19,75	18,78
taxa de variação média anual, 2009-2011				-4,9%

Nota: o período 2009-2011 incorpora a transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE.

Na Figura 6-3 apresenta-se a evolução dos custos controláveis totais e unitários aceites para tarifas 2009 e os apurados para cálculo do parâmetro X em 2010 e 2011.

**Figura 6-3 - Evolução dos custos controláveis da actividade, a preços constantes de 2008**



Nota: o período 2009-2011 incorpora a transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE.

Para a determinação da componente variável unitária ( $P_{j,t}^{M^D}$ ) de 2009 por nível de tensão foi apurado o custo total unitário dos proveitos da actividade de DEE por nível de tensão. A base de custos controláveis obtida através da eficiência imposta pelo regulador foi repartida, por nível de tensão, em função da estrutura de custos enviada pela empresa. Na base de cálculo dos custos totais aceites encontram-se os custos controláveis aceites de acordo com a metodologia explicada anteriormente, adicionados dos custos com a frota automóvel aceites fora da base de eficiência imposta pela ERSE, a remuneração do activo, os custos com as amortizações do exercício deduzidas do imobilizado participado, e deduzidos de outros proveitos da actividade.

Para a determinação do parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos desta actividade ( $X_j^{M^D}$ ) foi apurado o valor dos proveitos totais unitários a preços correntes de 2009. A energia veiculada na rede de distribuição em MT foi ajustada tendo em conta a quantidade de energia que é entregue à rede de distribuição em BT e o factor de perdas associados a esta rede. O Quadro 6-2 apresenta os valores para a determinação da componente variável unitária em MT.

**Quadro 6-2 - Determinação da componente variável em MT**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2009	2010	2011
Custos de exploração aceites	4 885	4 969	5 075
Custos de exploração não incluídos na base (frota EEM)	131	131	131
Outros proveitos	20	20	21
Custos não controláveis	7 106	7 663	8 443
Remuneração do activo	9 168	10 133	11 046
<b>Proveitos permitidos, a preços correntes</b>	<b>21 270</b>	<b>22 876</b>	<b>24 674</b>
Energia fornecida em MT ajustada com as perdas de BT	975 362	1 015 190	1 056 660
Proveitos permitidos por unidade fornecida (10 <sup>3</sup> /Mwh), preços correntes	0,021807	0,022533	0,023351

O Quadro 6-3 apresenta os valores para a determinação da componente variável unitária em BT.

**Quadro 6-3 - Determinação da componente variável em BT**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2009	2010	2011
Custos de exploração aceites	14 658	14 872	15 070
Custos de exploração não incluídos na base (frota EEM)	472	472	472
Outros proveitos	180	184	189
Custos não controláveis	4 472	4 636	4 879
Remuneração do activo	3 600	3 961	4 152
<b>Proveitos permitidos, a preços correntes</b>	<b>23 022</b>	<b>23 756</b>	<b>24 384</b>
Energia fornecida em BT	727 189	756 883	787 802
Proveitos permitidos por unidade fornecida (10 <sup>3</sup> /Mwh), preços correntes	0,031659	0,031387	0,030952

A determinação do factor  $X$  é efectuada de acordo com a expressão  $x_t = (1 + IPiB_t) - (cunit_t/cunit_{t-1})$ . O Quadro 6-4 apresenta o resumo da componente variável unitária de 2009 e os factores  $X$  a aplicar à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT em 2010 e 2011.

**Quadro 6-4 - Parâmetros da DEE em MT**

	2009	2010	2011
Componente variável unitária (EUR/kWh)	0,021807	0,022533	0,023351
inflação		2,6%	2,6%
Factor X		-0,73%	-1,03%

O Quadro 6-5 apresenta o resumo da componente variável unitária de 2009 e os factores  $X$  a aplicar à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT em 2010 e 2011.

**Quadro 6-5 - Parâmetros da DEE em BT**

	2009	2010	2011
Componente variável unitária (EUR/kWh)	0,031659	0,031387	0,030952
inflação		2,6%	2,6%
Factor X		3,46%	3,99%

### 6.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Para o cálculo da componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica ( $P_{j,t}^{MC}$ ) e o parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica ( $X_j^{MC}$ ) foram utilizados os seguintes pressupostos:

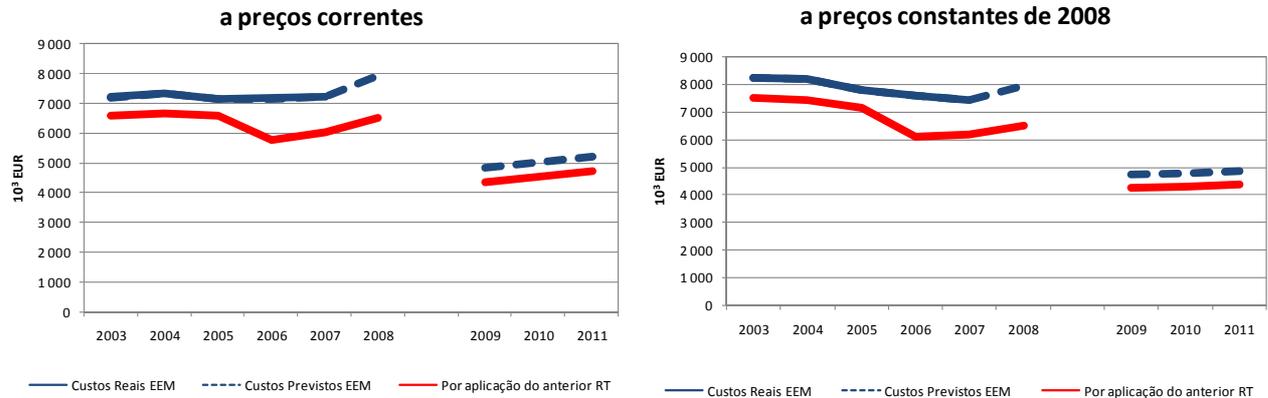
- Número de clientes para o período 2009-2011 em MT e BT: os valores utilizados são os enviados pela EEM para o referido período e que se traduzem numa taxa de crescimento anual de 2,4%, para os clientes de BT e 0% para os clientes de MT.
- Taxa de remuneração do activo fixo afecto de 8,55% para o período 2009-2011.
- Utilizou-se um deflator do PIB para 2009 de 2,5% e de 2,6% para os anos seguintes.
- Os valores de custos da actividade de Comercialização reflectem a transferência de custos desta actividade para a actividade de Distribuição, em sequência da alteração introduzida no actual Regulamento Tarifário para as actividades desenvolvidas no continente.
- Apuramento de um factor de eficiência para o nível dos custos controláveis unitários.

#### 6.3.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Tendo em vista o apuramento de um factor de eficiência para o nível dos custos controláveis<sup>18</sup> foi efectuada uma análise da evolução destes custos em termo reais, aceites para efeitos de tarifas, entre 2003 e 2008. Igualmente, adicionou-se os valores previsionais para o período regulatório 2009-2011 enviados pela Empresa e os valores para igual período no pressuposto de se aplicar a metodologia de aceitação de custos utilizada no período de regulação 2006-2008 (“Por aplicação do anterior RT”). A Figura 6-4 apresenta a situação atrás descrita.

<sup>18</sup> Custos controláveis de exploração.

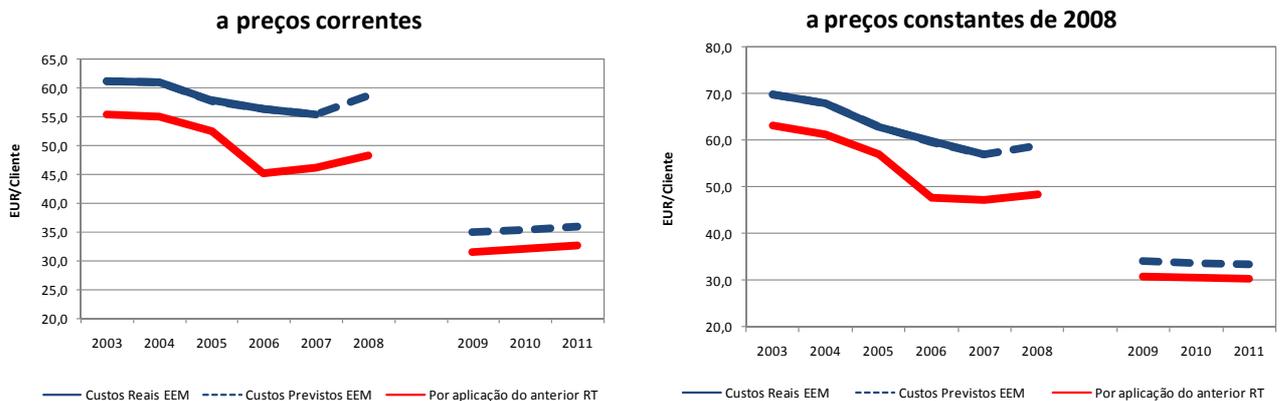
**Figura 6-4 - Evolução dos custos controláveis da actividade**



Nota: o período 2009-2011 incorpora a transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE.

A ERSE de forma a dar um sinal incentivador para a obtenção de ganhos de eficiência impôs a partir de 2005 um factor de 1% ao nível dos custos controláveis<sup>19</sup>. Pela análise da Figura 6-5 é possível verificar que entre 2004 e 2007, a EEM obteve uma taxa de decréscimo anual de 5,8% por custo unitário (à semelhança da DEE), calculado a preços constantes de 2008. O custo controlável unitário proposto pela empresa para o período 2009-2011 apresenta um decréscimo médio anual de 1,1%, calculado a preços constantes de 2008, tal como evidenciado na mesma figura.

**Figura 6-5 - Evolução dos custos de controláveis unitários**



Nota: o período 2009-2011 incorpora a transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE.

<sup>19</sup> Ao nível dos custos de exploração de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais.

O valor do custo controlável unitário de 2008 que serve de base para o cálculo do custo unitário de 2009 foi o valor apurado aquando o processo de cálculo das tarifas para 2008, sendo este valor inferior ao enviado pela empresa para igual período.

A ERSE entendeu impor aos custos controláveis unitários da EEM um factor de eficiência equivalente ao crescimento anual do número médio de clientes acrescida de 1 ponto percentual. Os valores dos custos para o período referido foram apurados tendo em conta em cada ano a percentagem de custos a transferir da actividade de CEE para DEE de acordo com os dados enviados pela empresa (41% dos custos de exploração em 2009 e 2010 e 42% em 2011).

O Quadro 6-6 apresenta os valores unitários alcançados com esta metodologia, a preços constantes de 2008 e a taxa de variação média anual destes custos entre 2009 e 2011.

**Quadro 6-6 - Custos controláveis unitários e factores de eficiência associados**

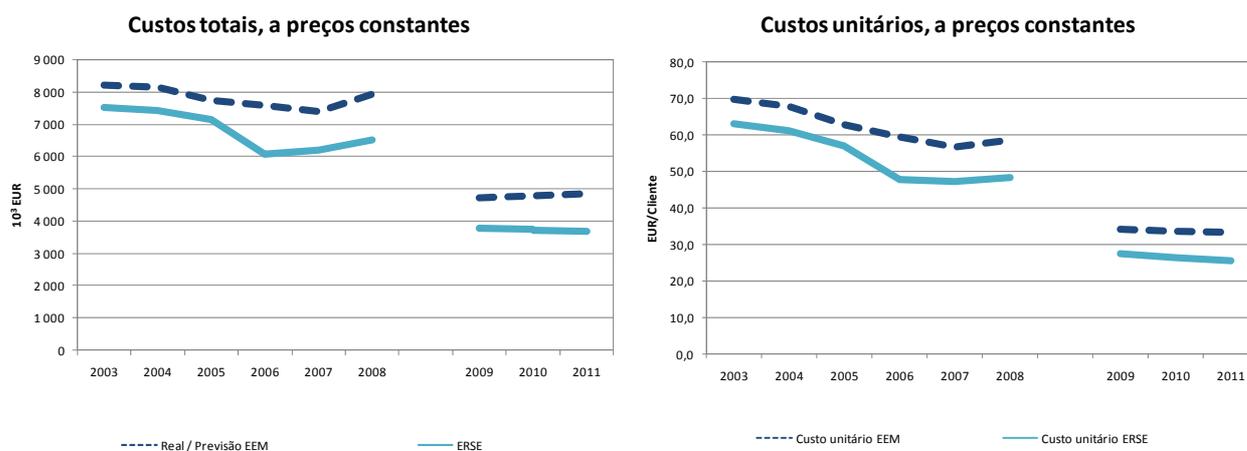
Unidade: EUR/cliente médio

	2008	2009	2010	2011
preços unitários, a preços constantes de 2008	48,33	27,36	26,44	25,53
taxa de variação média anual, 2009-2011				-3,4%

Nota: o período 2009-2011 incorpora a transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE.

Na Figura 6-6 apresenta-se a evolução dos custos controláveis totais e unitários aceites para tarifas 2009 e os apurados para cálculo do parâmetro X em 2010 e 2011.

**Figura 6-6 - Evolução dos custos controláveis da actividade, a preços constantes de 2008**



Nota: o período 2009-2011 incorpora a transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE.

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2009 A 2011

PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE  
DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EEM

Para a determinação da componente variável unitária ( $P_{j,t}^{MC}$ ) de 2009 por nível de tensão foi apurado o custo total unitário dos proveitos da actividade de actividade de CEE por nível de tensão. A base de custos controláveis obtida através da eficiência imposta pelo regulador foi repartida, por nível de tensão, em função da estrutura de custos enviada pela empresa. Na base de cálculo dos custos totais aceites encontram-se os custos controláveis aceites de acordo com a metodologia explicada anteriormente, adicionados da remuneração do activo, os custos com as amortizações do exercício deduzidas do imobilizado participado, e deduzidos de outros proveitos da actividade.

Para a determinação do parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos desta actividade ( $X_j^{MC}$ ) foi apurado o valor dos proveitos totais unitários a preços correntes de 2009. O Quadro 6-7 apresenta os valores para a determinação da componente variável unitária em MT.

**Quadro 6-7 - Determinação da componente variável em MT**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2009	2010	2011
Custos de exploração aceites	379	386	391
Outros proveitos	25	26	27
Custos não controláveis	82	82	67
Remuneração do activo	47	29	27
<b>Proveitos permitidos, a preços correntes</b>	<b>483</b>	<b>471</b>	<b>458</b>
Número médio de clientes	220	220	220
Proveitos permitidos por cliente médio (10 <sup>3</sup> EUR/cliente médio), preços correntes	2,198317	2,143385	2,087650

O Quadro 6-8 apresenta os valores para a determinação da componente variável unitária em BT.

**Quadro 6-8 - Determinação da componente variável em BT**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2009	2010	2011
Custos de exploração aceites	3 492	3 543	3 595
Outros proveitos	228	234	240
Custos não controláveis	738	739	602
Remuneração do activo	356	258	242
<b>Proveitos permitidos, a preços correntes</b>	<b>4 358</b>	<b>4 306</b>	<b>4 200</b>
Número médio de clientes	137 797	141 104	144 491
Proveitos permitidos por cliente médio (10 <sup>3</sup> EUR/cliente médio), preços correntes	0,031627	0,030516	0,029064

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2009 A 2011

PARÂMETROS PARA AS ACTIVIDADES DE  
DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EEM

A determinação do factor X é efectuada de acordo com a expressão  $x_t = (1 + IPB_t) - (cunit_t/cunit_{t-1})$ . O Quadro 6-9 apresenta o resumo da componente variável unitária de 2009 e os factores X a aplicar à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT em 2010 e 2011.

**Quadro 6-9 - Parâmetros da CEE em MT**

	2009	2010	2011
Componente variável unitária (EUR/cliente)	2 198,317	2 143,385	2 087,650
inflação		2,6%	2,6%
Factor X		5,10%	5,20%

O Quadro 6-10 apresenta o resumo da componente variável unitária de 2009 e os factores X a aplicar à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT em 2010 e 2011.

**Quadro 6-10 - Parâmetros da CEE em BT**

	2009	2010	2011
Componente variável unitária (EUR/cliente)	31,627	30,516	29,064
inflação		2,6%	2,6%
Factor X		6,11%	7,36%





ENTIDADE  
REGULADORA DOS  
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CUSTO DE CAPITAL  
PARA O PERÍODO 2009-2011

Dezembro 2008

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>METODOLOGIA</b>	<b>3</b>
2.1	Custo de capital médio ponderado - WACC	3
2.2	Custo do capital próprio	6
<b>3</b>	<b>PARÂMETROS COMUNS</b>	<b>9</b>
3.1	Inflação	9
3.2	Taxa de juro sem risco	10
3.3	Prémio de risco esperado do mercado	16
<b>4</b>	<b>CUSTO CAPITAL EDP DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>23</b>
4.1	Custo de capital próprio	23
4.1.1	Risco sistemático da actividade (Beta Capital próprio)	23
4.1.1.1	Beta do activo do grupo EDP	28
4.1.1.2	Beta do capital próprio da EDP Distribuição	31
4.1.1.3	Custo de capital próprio	42
4.2	Custo de capital alheio	44
4.3	Custo de capital da EDP Distribuição	48
<b>5</b>	<b>CUSTO CAPITAL DAS ACTIVIDADES REGULADAS DA REN, SA</b>	<b>49</b>
5.1	Custo de capital próprio	49
5.1.1	Risco sistemático da actividade (Beta Capital próprio)	49
5.1.1.1	Beta do capital próprio da REN, SGPS	51
5.1.1.2	Beta do activo da REN, SA	51
5.1.1.3	Custo de capital próprio	61
5.2	Custo de capital alheio	62
5.3	Custo de capital da REN, SA	65
5.4	Custo de capital dos novos investimentos da REN	67
<b>6</b>	<b>VALORES FINAIS DO CUSTO DE CAPITAL E DEFINIÇÃO DESTE PARÂMETRO AO LONGO DO PERÍODO REGULATÓRIO</b>	<b>71</b>
<b>7</b>	<b>ACTIVIDADES REGULADAS DA EDA E DA EEM</b>	<b>75</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Evolução da taxa de inflação em Portugal, na zona Euro e no EUA entre Janeiro 1999 e Julho 2008 .....	9
Figura 3-2 - Previsões da taxa de inflação para Portugal para 2008 e 2009.....	10
Figura 3-3 - Evolução das taxas de juro de curto prazo nominais e reais em Portugal entre Janeiro de 2000 e Julho de 2008 .....	11
Figura 3-4 - Evolução da rendibilidade das OT de longo prazo e da taxa de inflação entre Janeiro de 2000 e Junho de 2008.....	12
Figura 3-5 - Rendibilidade real e nominal dos activos sem risco com maturidade a 10 anos em Portugal, EUA e Alemanha entre Janeiro de 2000 e Junho de 2008 .....	13
Figura 4-1 - Variação anual da rendibilidade operacional das principais actividades da EDP, respectivos desvios-padrão.....	36
Figura 4-2 - Variação anual da rendibilidade operacional das actividades da EDP .....	37
Figura 4-3 - Grau de endividamento da EDP face às principais <i>Utilities</i> da Península Ibérica a 31 de Dezembro de 2007 .....	46
Figura 5-1 - Peso das diferentes áreas de negócio no grupo REN .....	53
Figura 5-2 - Evolução da rendibilidade operacional do activo das actividades da REN, SA.....	57
Figura 5-3 - Evolução dos investimentos da REN, SA.....	58
Figura 5-4 - Evolução das taxas euribor e da rendibilidade das obrigações do tesouro de longo prazo.....	64
Figura 5-5 - Relação beta definido para as empresas reguladas e o risco regulatório .....	67
Figura 7-1 Variação anual da rendibilidade operacional da EEM, EDA e EDP Distribuição .....	76

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Taxa de juro sem risco.....	15
Quadro 3-2 - Prémio de risco definido por Siegel no mercado norte-americano de acções em diferentes períodos.....	18
Quadro 3-3 - Rendibilidade das acções em vários mercados financeiros em diferentes períodos desde o início do século XX.....	18
Quadro 3-4 - Desvio-padrão anual do prémio de risco.....	19
Quadro 3-5 - Estimativa do prémio de risco face a activos sem risco de longo prazo realizado por Dimson, Marsh e Staunton para os períodos compreendidos entre 1900 -2000 e 1900-2005.....	20
Quadro 3-6 - Remuneração média de mercado nas principais economias ocidentais entre 1900 e 2005.....	22
Quadro 3-7 - Prémio de risco esperado do mercado proposto.....	22
Quadro 4-1 - Estrutura accionista da EDP a 30/05/2008.....	26
Quadro 4-2 - Correlação da evolução de vários índices bolsistas entre Maio de 2006 e Maio de 2008.....	26
Quadro 4-3 - Beta da EDP face a diferentes índices.....	27
Quadro 4-4 - Evolução do beta do activo da EDP.....	31
Quadro 4-5 - Valor contabilístico estimado de cada actividade do Grupo EDP.....	34
Quadro 4-6 - Actividades reguladas da EDP Distribuição em 2007.....	35
Quadro 4-7 - Beta do activo das principais empresas verticalmente integradas espanholas.....	37
Quadro 4-8 - Betas dos activos das actividades do Grupo EDP.....	41
Quadro 4-9 - Beta do capital próprio da EDP Distribuição.....	42
Quadro 4-10 - Custo do custo do capital próprio real da EDP Distribuição.....	43
Quadro 4-11 - Custo do custo do capital próprio nominal da EDP Distribuição.....	44
Quadro 4-12 - Comparação do grau de endividamento no final de 2007 face ao final de 2004.....	45
Quadro 4-13 - Evolução do <i>rating</i> da EDP.....	46
Quadro 4-14 - Comparação dos <i>rating</i> das Utilities ibéricas.....	46
Quadro 4-15 - Taxa média percentual de financiamento da EDP Distribuição ocorrida e prevista e taxas euribor.....	47
Quadro 4-16 - Custo do capital alheio.....	48
Quadro 4-17 - Valores apurados para o custo de capital da EDP Distribuição.....	48
Quadro 5-1 - Estrutura accionista da REN, SGPS a 28/04/2008.....	49
Quadro 5-2 - Beta do capital próprio do grupo REN.....	51
Quadro 5-3 - Beta activo grupo REN.....	52
Quadro 5-4 - Beta do activo de empresas do sector.....	54
Quadro 5-5 - Beta do activo da REN, SA.....	56
Quadro 5-6 - Balanço das actividades reguladas da REN, SA a 31/12/07.....	59
Quadro 5-7 - Estrutura de capital da REN, SGPS e das actividades reguladas da REN, SA.....	59
Quadro 5-8 - Beta do capital próprio da REN, SA.....	60

Quadro 5-9 - Custo do custo do capital próprio real da REN, SA.....	61
Quadro 5-10 - Custo do custo do capital próprio nominal da REN, SA .....	62
Quadro 5-11 - Comparação dos <i>rating</i> das Utilities ibéricas em Junho de 2008.....	63
Quadro 5-12 - Taxa média percentual de financiamento da REN e taxas euribor .....	63
Quadro 5-13 - Custo do capital alheio.....	65
Quadro 5-14 - Valores apurados para o custo de capital das actividades reguladas da REN, SA.....	65
Quadro 7-1 – Estrutura de capital da EDA e da EEM em 2007.....	77
Quadro 7-2 – Custo médio de financiamento das empresas das RA e das principais empresas do sector eléctrico do Continente .....	78
Quadro 7-3 – Custo da capital antes de impostos da EDA e da EEM para 2009 .....	79

## 1 INTRODUÇÃO

No presente documento determina-se os valores do custo de capital das actividades reguladas da EDP Distribuição e da REN, SA, bem como das actividades reguladas da EDA e da EEM. Estes valores serão os valores de referência para as taxas de remuneração dos activos integrados nas actividades reguladas.

Procurou-se definir os valores do custo de capital das actividades reguladas da EDP Distribuição e da REN, SA, de uma forma coerente com os enquadramentos teóricos das metodologias aplicadas e estando ciente de que a definição do custo de capital é essencial ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas. Recorde-se que o custo de capital corresponde à taxa de remuneração mínima necessária para atrair capital para um determinado investimento. No caso presente, o activo, líquido das amortizações, das actividades reguladas deverá ser remunerado a uma taxa que corresponde à taxa de remuneração atribuída pelos investidores à melhor alternativa à aplicação destes recursos, tendo em conta o mesmo nível de risco.

Esta última linha de orientação obriga a integrar de uma forma clara e segura os riscos, de negócio e o regulatório, inerentes às actividades reguladas na definição dos seus respectivos custos de capital.

A instabilidade vivida actualmente nos mercados financeiros internacionais dificulta esse exercício, nomeadamente quando o custo de capital é o projectado para um futuro próximo, o triénio 2009-2011. Perante a incapacidade de separar de uma forma segura os factores conjunturais ou estruturais que têm justificado a evolução dos mercados financeiros, procurou-se uma alternativa à fixação de um valor fixo de custo de capital para o triénio 2009-2011. Como nos anteriores períodos regulatórios, a definição do custo de capital baseia-se no *Capital Asset Pricing Model*, modelo de valorização de activos com risco. Neste quadro teórico, a taxa de juro sem risco é uma das principais variáveis a ser definidas. A sua evolução é independente das estratégias empresariais, estando directamente ligada às condicionantes estruturais e conjunturais, nomeadamente a evolução da taxa de inflação dos mercados financeiros em que se inserem as empresas. Assim, para além da metodologia utilizada nos anteriores períodos regulatórios, na qual a Taxa de Juro Nominal Sem Risco (TJNSR) é determinada com base numa taxa de inflação esperada e num valor de referência para taxa de juro real sem risco propõe-se como alternativa a indexação da TJNSR à rendibilidade de um activo sem risco de longo prazo (Bund alemães a 10 anos ou OT a 10 anos). No final deste documento é definida qual é a metodologia adoptada.

No capítulo 2 realiza-se o enquadramento teórico das metodologias seguidas. No capítulo 3 são definidas as variáveis comuns para a definição do custo de capital das empresas reguladas (taxa de inflação, taxa de juro sem risco, prémio de risco). No capítulo 4 é definido o custo de capital da EDP Distribuição, tendo em conta as diferentes metodologias seguidas. Este exercício é repetido para a REN, SA no capítulos 5. No capítulo 6 é explanado o racional subjacente à opção tomada para o cálculo do

custo de capital, bem como são apresentados os valores finais do custo de capital das diferentes actividades reguladas.

## 2 METODOLOGIA

### 2.1 CUSTO DE CAPITAL MÉDIO PONDERADO - WACC

Os recursos financeiros de uma economia são escassos, obrigando a que a necessária remuneração destes recursos seja efectuada de uma forma economicamente eficiente. Em equilíbrio, a remuneração do capital e o seu custo de oportunidade deverão então coincidir. Neste contexto, o custo de capital poderá ser definido como a taxa de remuneração mínima necessária para atrair fundos para um determinado investimento. Estes fundos poderão ser fundos próprios ou alheios, caracterizando-se consoante a sua proveniência por um grau de risco diferente e, consequentemente, por uma remuneração esperada diferente.

O investidor, quando aplica os seus recursos num determinado investimento, determina o custo de oportunidade ou custo de capital desta aplicação. No contexto regulatório, a percepção que os agentes de mercado fazem do custo de capital de uma actividade regulada e a remuneração do seu activo devem então coincidir, por forma a que a actividade atraia os recursos financeiros necessários.

Por conseguinte, o custo de capital de uma empresa reflecte o seu risco assim como a sua estrutura de capital óptima. Esta, teoricamente, é a estrutura que maximiza o valor da empresa, isto é, que minimiza o seu custo de capital. O regulador sectorial, ao definir o custo de capital de uma actividade regulada, poderá incentivar a empresa a escolher a melhor estrutura de capital. Contudo, são controversos os efeitos da estrutura do capital no valor da empresa.

O primeiro postulado de *Modigliani e Miller* refere que numa situação de mercado perfeito, sem impostos, nem custos de transacção nos mercados financeiros, não existe qualquer relação entre a estrutura de capital da empresa e o seu valor<sup>1</sup> (1958). O aumento do grau de endividamento, que se reflecte num aumento do risco para o accionista, é compensado pela diminuição no custo de capital decorrente do maior peso da dívida na estrutura de capital, assumindo-se que a dívida tem um risco sistemático reduzido ou nulo.

O segundo postulado determina que existe uma vantagem fiscal resultante do endividamento, que diminui os resultados tributados, favorecendo assim um elevado nível de endividamento<sup>2</sup> (1963). Neste contexto, de Angelo e Masulis<sup>3</sup> demonstram que existe uma estrutura de capital óptima por empresa,

---

<sup>1</sup>Modigliani, F.; Miller, M.H., 1958, "The cost of capital, corporation finance, and the theory of investment", *American Economic Review*, 49(4), p. 261-297

<sup>2</sup>Modigliani, F.; Miller, M.H., 1963, "Corporate income tax and the cost of capital: a correction", *American Economic Review*, 53(3), p. 433-443

<sup>3</sup>DeAngelo, H., Masulis, R., 1980, "Optimal capital structure under corporate and personal taxation", *Journal of Financial Economics* 8, p 3-27

tendo em conta a sua taxa efectiva de impostos. Posteriormente, este postulado foi posto em questão por vários autores (ver por exemplo, Seth Armitage<sup>4</sup>), com base num modelo desenvolvido pelo próprio Miller (1977)<sup>5</sup> que mostra que o efeito fiscal no custo de capital decorrente da tributação dos rendimentos das pessoas colectivas é parcialmente anulado pelo efeito fiscal decorrente da tributação sobre as pessoas singulares.

Existe outro grupo de autores que sustentam que há um nível máximo aceitável para o endividamento, devido à existência de custos de falência e de insolvência associados a níveis de endividamento mais elevados (Brealey, Myer)<sup>6</sup>.

Assim, este quadro conceptual sustenta que haverá um nível de endividamento que num determinado momento maximizará o valor da empresa.

Se a problemática da assimetria de informação for posta de parte, o valor de uma empresa,  $v(x)$ , resultará então da seguinte equação (Brealey, Myer (1996)):

$$v(x) = V_{sd}(x) + TB(x) - N(x)$$

Sendo,  $V_s(x)$ , o valor da empresa sem dívida,  $TB(x)$ , o valor da vantagem fiscal (que poderá ser maior ou menor do que zero consoante a vantagem fiscal do endividamento decorrente do imposto sobre os rendimentos da empresa seja maior ou menor do que a desvantagem fiscal decorrente dos impostos sobre as pessoas singulares),  $N(x)$ , os custos financeiros (renegociação da dívida e os custos de falência).

Os estudos empíricos apresentam conclusões diferentes que nem sempre corroboram os modelos teóricos, não conseguindo evidenciar de uma forma peremptória a existência de um nível de endividamento óptimo.

Assim, se por um lado vários estudos mostram uma relação positiva entre o nível de endividamento das empresas e a taxa de imposto aplicada às empresas<sup>7</sup>, nem todos os estudos mostram uma relação entre o valor das empresas e os custos de falência<sup>8</sup>. Por outro lado, a maioria dos trabalhos empíricos apresentam uma relação positiva entre as condicionantes estruturais da indústria e o seu nível de endividamento, bem como uma relação entre a capacidade de negociação das empresas com os bancos

---

<sup>4</sup> Armitage, S., 2005, "The cost of capital", 2005, Cambridge

<sup>5</sup> Miller, M.H., 1977, "Debt and taxes", *Journal of Financial Economics* 6, p333-364

<sup>6</sup> Brealey, R.A., Myers S.C., 1996, "Principle of corporate Finance", 5th ed., New York: McGraw-Hill

<sup>7</sup> Ver Graham, J.R. (2000), "How Big are the Tax Benefits of Debt?", *Journal of Finance*, Outubro 2000, p1901-1942;"Optimal capital structure and industry dynamics", *JaianJUn Miao*, Setembro 2003, disponível *online* em <http://econpapers.repec.org/paper>

<sup>8</sup> Ver Andrade, G. and Kaplan, S.N 1998), "How costly is Financial (Not Economic) Distress? Evidence from Highly Leveraged Transactions That Become Distressed" *Journal of Finance*, Outubro 1998, p1443-1493

e o nível de endividamento das empresas<sup>9</sup>. Estes resultados empíricos enquadram-se na teoria do equilíbrio na estrutura de capital.

Todavia, é difícil neste quadro conceptual determinar com exactidão qual o nível de endividamento que maximiza o valor da empresa.

Existe outro quadro conceptual que diferencia as fontes de financiamento consoante o seu custo, sendo que as fontes de financiamento externas têm um custo superior às fontes de financiamento internas. Esta teoria, da hierarquia das escolhas, determina que há uma ordem na captação de fundos: fundos gerados pela empresa, dívida e, finalmente, financiamento dos accionistas. As empresas estarão sub-avaliadas pelo mercado por este não deter todas as informações, na posse dos gestores, sobre possíveis ganhos decorrentes de novos projectos. Existem motivações diferentes que enquadram o comportamento dos accionistas e o dos gestores, sendo que os últimos nem sempre procuram aumentar o valor da empresa, o que é agravado por existir assimetria de informação, isto é, não haver total capacidade de controlo por parte dos accionistas das acções dos gestores. A assimetria de informação leva a que a emissão de acções pelas empresas seja penalizada pelo mercado. Neste contexto, as empresas preferirão obter os recursos necessários ao seu financiamento fora do mercado de capitais. As necessidades de financiamento relacionados com as oportunidades de investimento e o seu nível de fundos próprios são os factores que farão variar o seu nível de endividamento. Este quadro conceptual é um quadro conceptual dinâmico ao contrário do anterior que efectuava a sua análise tendo em conta um único período.

Trabalhos empíricos efectuados em torno da relação entre o rácio valor de mercado/valor contabilístico das empresas e o nível de endividamento demonstram haver uma relação negativa entre os dois.<sup>10</sup> Deste modo, poder-se-ia assumir que empresas com baixo nível de endividamento teriam melhor desempenho. Contudo, outros trabalhos<sup>11</sup> evidenciam que esta relação é dinâmica, sendo que o nível de endividamento de uma empresa dirá respeito às oportunidades de investimento das empresas no passado, isto é, ao rácio verificado no passado entre o valor de mercado e o valor contabilístico, não havendo, desta forma, um nível de endividamento óptimo.

A análise conjugada dos estudos empíricos e das diferentes teorias permite concluir que:

- O nível de endividamento exageradamente elevado é prejudicial para o valor da empresa;
- O nível de endividamento óptimo varia consoante o contexto económico e as características da indústria da empresa;

---

<sup>9</sup> Quanto maiores os custos fixos ou a evolução tecnológica menor será o nível de endividamento, bem como quanto maior forem as barreiras à entrada ou menor o risco da actividade em geral, maior o grau de endividamento.

<sup>10</sup> Ver OXERA (2004) , Corporate Finncing Decisions, Junho 2004.

<sup>11</sup> Ver OXERA (2004) , Corporate Finncing Decisions, Junho 2004 referindo Chen, L. e Zhao, X (2004), "Understanding the Role of the Market to Book Ratio"

- Existe uma vantagem fiscal, embora reduzida;
- O risco do capital alheio tem sido muito inferior ao risco do capital próprio.

Existe então uma importante margem para deixar às empresas liberdade na definição das suas respectivas estruturas de capital, desde que estas decisões não acarretem quaisquer riscos para a sua solvabilidade.

Tendo em conta, que para efeitos regulatórios os impostos não são considerados como custos aceites, o custo de capital dos investidores terá de ser calculado antes de impostos, de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP = Rd \times G + \frac{Rcp \times (1-G)}{(1-T)} ;$$

Em que *CCMP* é o custo de capital médio ponderado, *Rd* é a remuneração do custo de capital alheio, *G* o peso do capital alheio no capital total, *Rcp* é a remuneração do custo de capital próprio e *T* a taxa de imposto sobre as empresas.

## 2.2 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

### METODOLOGIA UTILIZADA: CAPM

O *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) é um dos vários modelos teóricos de valorização de activos com risco. Tem subjacente a teoria da carteira eficiente que, baseada num conjunto de pressupostos teóricos relativamente realísticos, é de fácil aplicação. A teoria da carteira eficiente sustenta que num mercado os agentes económicos investirão numa carteira eficiente, isto é, numa carteira que lhes maximiza os resultados esperados para um determinado nível de risco, de um modo coerente com o grau de aversão ao risco de cada agente. Assim, tendo em conta o seu grau de aversão ao risco, cada agente económico constituirá a sua carteira de activos numa proporção diferente entre activos com risco e activos sem risco.

O risco de um activo pode ser subdividido em específico ou diversificável e em risco sistemático ou não diversificável. O primeiro decorre directamente das particularidades do investimento e pode ser anulado se o investidor diversificar os seus investimentos. Por exemplo, o risco de um investimento numa actividade, cuja procura se verifica numa determinada estação do ano ou que diz respeito a um determinado segmento de mercado, é diminuído com o investimento numa actividade, cuja procura se verifica noutra estação do ano ou pertence a outro segmento de mercado. Pelo contrário, o risco sistemático não diminui com a diversificação dos investimentos do agente económicos, sendo que a sua remuneração varia conjuntamente com a remuneração do conjunto do mercado. Este tipo de risco

decorre de factores exógenos a cada activo e comuns ao conjunto do mercado como sejam a evolução de variáveis macro-económicas, alterações sociais ou políticas, etc. O risco sistemático é o risco subjacente à remuneração esperada do investidor num activo.

Ao contrário de outros modelos, nomeadamente o modelo baseado no consumo CBM (Consumption Based Model), o CAPM não fornece uma explicação global para todos as variáveis. Tem, contudo, por um lado a vantagem das suas variáveis serem facilmente determináveis, ao contrário do CBM que exige, por exemplo, que se defina o grau de aversão ao risco e, por outro lado, a vantagem de estar enquadrado por uma matriz teórica consistente ao contrário de outros modelos.

Registe-se ainda que no anterior período regulatório, para além do CAPM, definiu-se o custo de capital através de outro método, o CAPM ajustado através do equivalente certo, tendo-se chegado a resultados muito próximos aos obtidos através do tradicional método do CAPM.

#### VARIÁVEIS COMUNS À EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

O CAPM é um método que define a rendibilidade esperada de um activo  $i$  para um determinado período, de uma forma proporcional ao risco inerente ao activo. Assim, a rendibilidade esperada de um activo  $i$  para um determinado período, em equilíbrio, varia de uma forma linear entre a taxa de juro sem risco e a rendibilidade do mercado, tendo em conta o contributo marginal do activo para o risco da carteira<sup>12</sup> que não diminui com a diversificação da mesma, isto é, o risco sistemático. O risco sistemático de um activo em comparação com o conjunto do mercado é medido pelo beta, que corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do activo e da carteira de activos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de activos. Assim, o CAPM define a rendibilidade do activo  $i$  do seguinte modo:

$$E(R_i) = R_f + [E(R_m) - R_f] \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2} = R_f + \beta_i [E(R_m) - R_f] \quad (1)$$

Sendo:

- $E(R_i)$ , a rendibilidade esperada do activo  $i$ ;
- $R_f$ , a taxa de juro sem risco;
- $R_m$ , a rendibilidade do mercado;
- $\sigma_{im}$ , a covariância das rendibilidades esperadas do activo e da carteira de activos;
- $\sigma_m^2$  a variância da rendibilidade esperada da carteira de activos;

---

<sup>12</sup> Embora ainda não tenha sido referido expressamente, carteira de acções do mercado e carteira eficiente são equivalentes (assumindo-se que o mercado é perfeito e considerando-se os benefícios da diversificação).

- $\beta_i$ , o beta do activo  $i$ .

A taxa nominal sem risco, composta pela taxa de inflação e pela taxa de juro real sem risco, assim como a rendibilidade esperada do mercado são independentes do risco dos activos, sendo características dos mercados onde os títulos são cotados e comuns a cada activo.

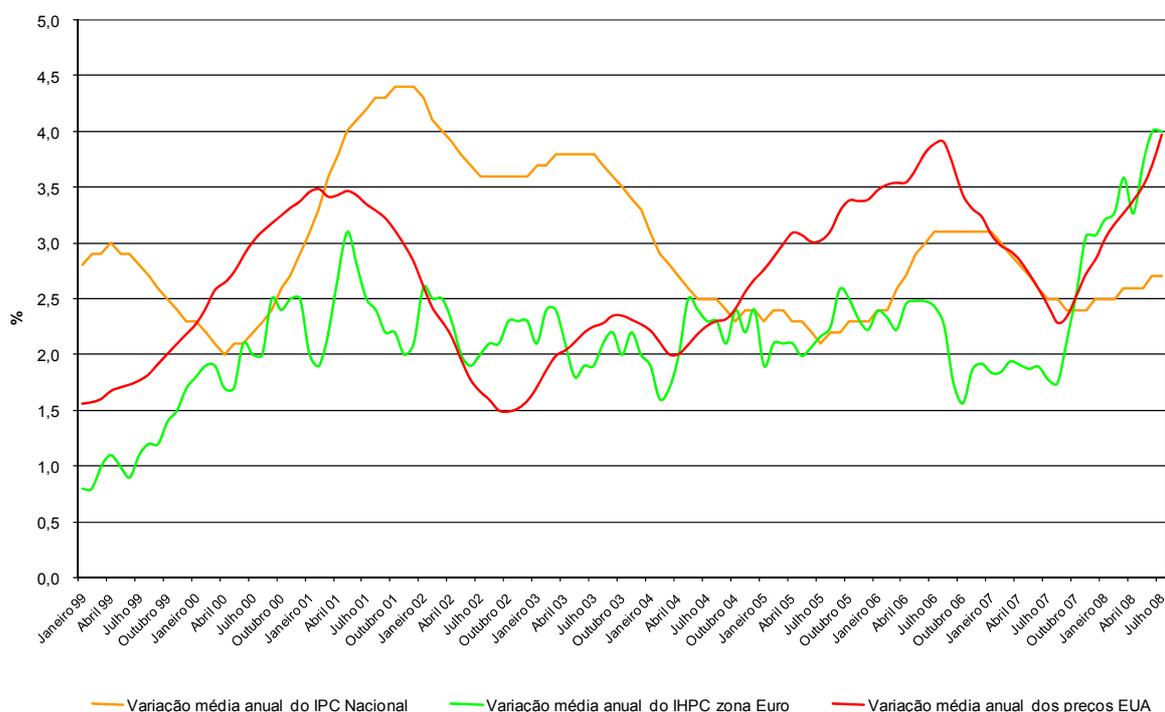
Estas variáveis, utilizadas tanto na definição do custo do capital próprio da EDP Distribuição, como na das actividades reguladas do sector eléctrico da REN, são definidas de seguida.

### 3 PARÂMETROS COMUNS

#### 3.1 INFLAÇÃO

Em Portugal, a taxa de inflação tem sido nos últimos anos inferior ao verificado em algumas das restantes economias mais desenvolvidas.

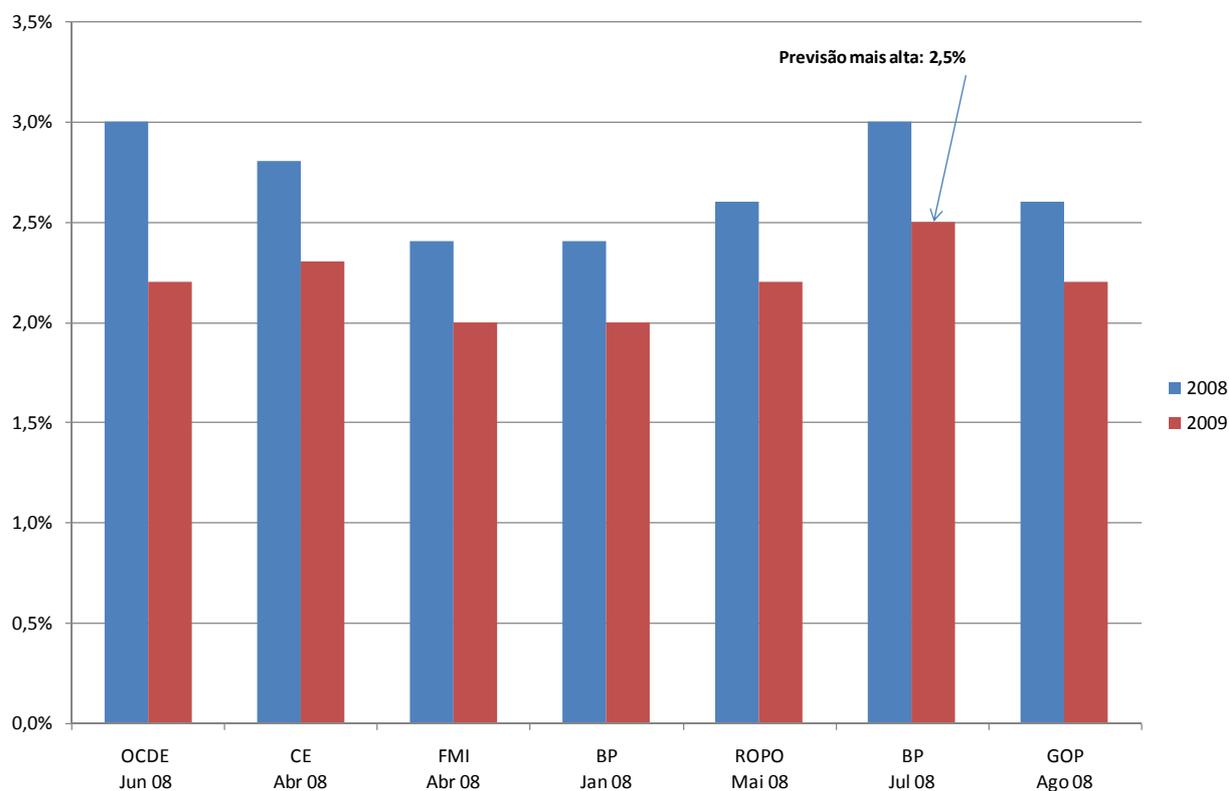
**Figura 3-1 - Evolução da taxa de inflação em Portugal, na zona Euro e no EUA entre Janeiro 1999 e Julho 2008**



Fonte: INE, BCE e Bureau of Labour

Por outro lado, embora este ano se assista a um ligeiro crescimento da taxa de inflação face ao ano anterior, todas as previsões apontam para uma desaceleração da taxa de inflação no próximo ano. A previsão que apresenta a taxa de inflação mais elevada para 2009 é a do Banco de Portugal em Julho de 2008, de 2,5%. Por prudência, este valor deverá ser o considerado na definição do custo de capital para o próximo período regulatório. Sublinhe-se que a indexação do custo de capital à taxa de inflação média anual surge como uma alternativa bastante válida à da fixação do custo de capital para o período regulatório. Por conseguinte, ao contrário das restantes variáveis que por definição não variam ao longo do período regulatório, nomeadamente o risco do activo, medido pelo seu beta, e a taxa de juro real sem risco, a taxa de inflação é uma variável volátil, cuja evolução é independente de qualquer estratégia dos detentores dos activos.

Figura 3-2 - Previsões da taxa de inflação para Portugal para 2008 e 2009



Fonte: OCDE, CE, FMI, Ministério das Finanças, Grandes Opções do Plano

## 3.2 TAXA DE JURO SEM RISCO

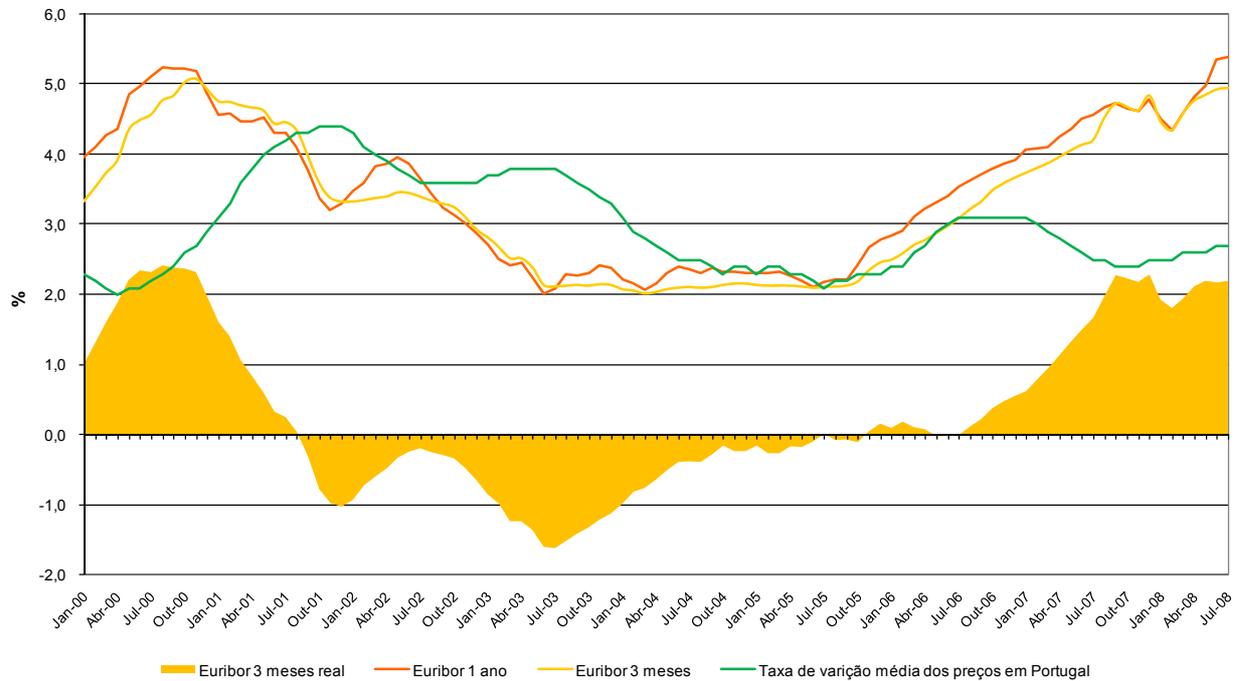
### DEFINIÇÃO

Por definição, a evolução da taxa de juro de um activo sem risco tem variância nula. Na prática, as taxas que mais se aproximam deste conceito são as obrigações do Estado de curto prazo. Contudo, em Portugal, a emissão de obrigações do tesouro (OT) de curto prazo é residual. Por outro lado, o modelo CAPM tem subjacente a definição da rentabilidade esperada para um único período, que no caso presente deverá aproximar-se do período de vida do activo. Deste modo, a consideração da rentabilidade das taxas de juro das obrigações de longo prazo, 10 anos, parece ser o mais adequado.

### IMPACTE DA TAXA DE INFLAÇÃO

A taxa de juro real varia consideravelmente consoante a evolução da taxa de inflação. Assim o mostra o gráfico que segue para as taxas de juro Euribor a 3 meses reais e nominais.

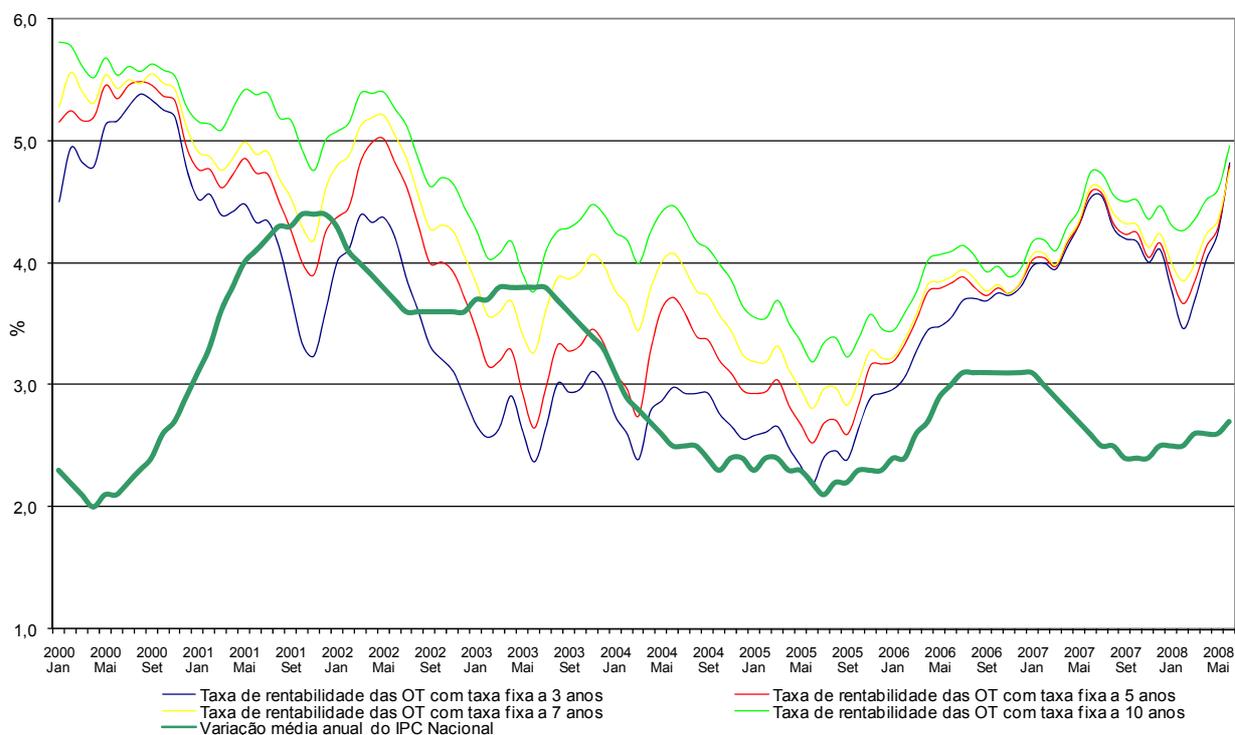
**Figura 3-3 - Evolução das taxas de juro de curto prazo nominais e reais em Portugal entre Janeiro de 2000 e Julho de 2008**



Fonte: Banco de Portugal, INE

A consideração da rendibilidade das OT observável no curto prazo ou esperada para um futuro próximo não é de grande utilidade face à evolução da taxa de inflação, nomeadamente quando não há uma relação directa entre a rendibilidade das OT e a taxa de inflação. Esta relação não tem sido constante, como o mostra o gráfico que se segue para o mercado nacional.

**Figura 3-4 - Evolução da rentabilidade das OT de longo prazo e da taxa de inflação entre Janeiro de 2000 e Junho de 2008**

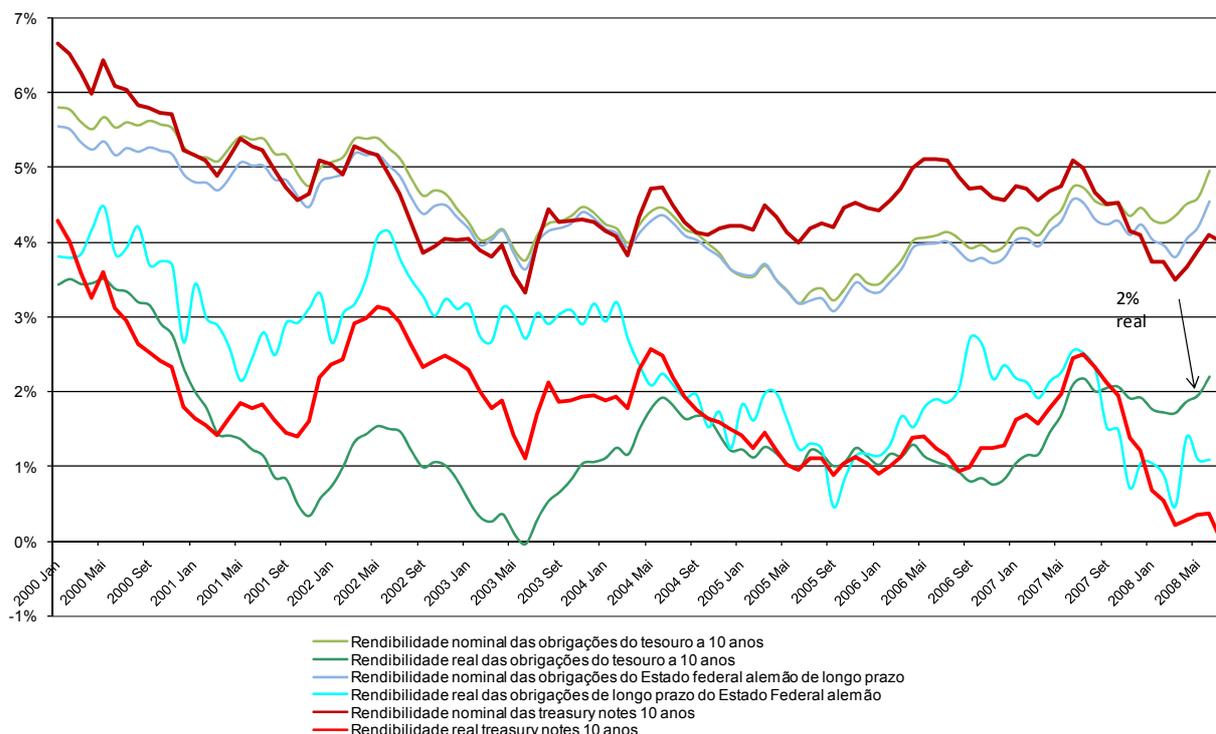


Fonte: Banco de Portugal, INE

### CONVERGÊNCIA MONETÁRIA

Por outro lado, a Figura 3-5 mostra que, da comparação do mercado português com outros mercados financeiros, não se consegue extrair um padrão de evolução comum para as taxas de juro de activos sem risco de longo prazo e para a taxa de inflação: enquanto nos últimos 8 anos a taxa de juro real sem risco variou na Alemanha e nos Estados Unidos, entre 4% e 1%, em Portugal, esta margem foi maior, situando-se entre 4% e ligeiramente abaixo de 0%.

**Figura 3-5 - Rendibilidade real e nominal dos activos sem risco com maturidade a 10 anos em Portugal, EUA e Alemanha entre Janeiro de 2000 e Junho de 2008**



Fonte: Banco de Portugal, Bundesbank, Bureau of Labour, Federal reserve

Contudo, fruto da integração monetária e da conseqüente maior contenção na evolução da taxa de inflação, nos últimos tempos, a taxa de juro real em Portugal aproximou-se da taxa verificada na Alemanha, tendo-a mesmo superado. Registe-se que, desde o início de 2008, a taxa de juro real das OT a 10 anos tem vindo a crescer, tendo superado os 2%, ao contrário do que se verifica com os títulos de longo prazo na Alemanha e nos Estados Unidos que apresentam valores substancialmente mais baixos. A este facto deve-se o relativo controlo da inflação em Portugal, fruto da contenção orçamental, ao contrário do que se pode constatar nas principais economias ocidentais.

#### DETERMINAÇÃO DA TAXA DE JURO REAL SEM RISCO

Perante as evoluções desfasadas das rendibilidades reais das obrigações de tesouro de longo prazo, em Portugal, face a estas duas importantes economias, qual a taxa de juro sem risco a considerar para o caso português?

É inegável que existe uma integração do mercado financeiro português num mercado financeiro europeu mais vasto. Por outro lado, tanto a EDP como, num menor grau, a REN, têm parte do seu capital detido por investidores situados fora de Portugal. Por conseguinte, a constatação de que a livre circulação de

capitais é actualmente uma realidade a nível mundial levou a que Dimson, Marsh e Staunton<sup>13</sup> (2006), numa actualização de um trabalho anterior<sup>14</sup> de definição do prémio de risco em 16 economias mundiais, tenham utilizado a mesma taxa de juro sem risco para cada um dos mercados analisados: a média geométrica das “Treasury bills” norte-americanas.

Vários trabalhos apontam para que as taxas de juro reais de activos sem risco de longo prazo nos mercados financeiros mais desenvolvidos se tenham situado em torno dos 2% nos últimos 100 anos (Siegel (1998)<sup>15</sup> para a economia norte-americana, Dimson, Marsh e Staunton (2002) para as economias do Canada (1,8%), dos Estados Unidos (1,6%), da Dinamarca (1,8%), da Suécia (2,4%), e da Suíça (2,8%), quando medida através da média geométrica<sup>16</sup>). Contudo, registe-se que no trabalho de Dimson, Marsh e Staunton, todos os restantes mercados financeiros analisados por estes autores (11 mercados financeiros sendo todos tanto, ou mais maduros, do que o português) apresentam taxas de juro reais para os activos sem risco de longo prazo iguais ou inferiores a 1,5%.

Considera-se, então, razoável como taxa de juro sem risco um intervalo entre 1,5% e 2,0%, próximos dos valores apresentados pelos mercados financeiros mais maduros no trabalho de Dimson, Marsh e Staunton (2002), e que está incluído num intervalo mais amplo compreendido entre o percentil 50% (1,25%) e o percentil 90% (2,45%) dos valores definidos nesta amostra.

#### **CONSIDERAÇÃO DA VOLATILIDADE DE MÉDIO PRAZO**

No presente trabalho, procura-se definir o custo de capital das actividades reguladas da EDP Distribuição e da REN, tendo em conta a envolvente estrutural destas empresas. Contudo, a definição do custo de capital no âmbito regulatório é aplicada num horizonte temporal de médio prazo, que não está imune a volatilidades decorrentes de alterações na conjuntura externa, como é o caso da actual crise. As repercussões desta crise financeira fazem-se actualmente sentir tanto nos mercados financeiros, com o correspondente aumento das taxas de juro, como na economia real, com um abrandamento significativo do crescimento nas principais economias ocidentais. Este clima de instabilidade tem um reflexo difícil de se prever na evolução da taxa de juro real sem risco no curto e no médio prazos, com um consequente incremento do risco para as empresas reguladas.

Uma forma de ultrapassar esta problemática passa pela indexação deste parâmetro, isto é, a taxa de juro sem risco, à evolução da rentabilidade de um activo de longo prazo considerado sem risco, tal como

---

<sup>13</sup> Dimson, E., Marsh P., e M. Staunton, 2006, “The worldwide equity premium: a smaller puzzle”, disponível na internet

<sup>14</sup> Dimson, E., Marsh P., e M. Staunton, 2002, “Triumph of the Optimists: 101 Year of global investment returns”, Princeton, NJ: Princeton University Press.

<sup>15</sup> Siegel, J.J., 1998, Stocks for the long run, New York: McGraw-Hill

<sup>16</sup> A justificação pela opção da média geométrica é efectuada no ponto seguinte.

as obrigações do tesouro de longo prazo nacionais. Face à internacionalização do mercado financeiro nacional, que se observa na estrutura accionista da EDP, para além destes activos poder-se-ão igualmente considerar como indexante para a taxa de juro sem risco activos de um mercado estrangeiro de referência, como sejam as obrigações de longo prazo do estado federal alemão, os *Bund* alemães. Contudo, no caso das obrigações de tesouro de longo prazo, não existem transacções nos mercados de futuro. No caso dos *Bund* alemães, existe transacção no mercado de futuros, mas, neste caso, estas apenas têm liquidez até ao final do corrente ano. Sendo assim, resta observar a evolução do mercado *spot* destes dois títulos. No quadro que se segue, apresentam-se os valores para a taxa de juro sem risco, caso se considere o intervalo definido para a taxa de juro real sem risco adicionado à taxa de inflação prevista ou caso se considere as rendibilidades médias ao longo de 12 meses (de Setembro 2007 a Agosto 2008) das OT a 10 anos, bem como dos *Bund* a 10 anos. As rendibilidades médias são as médias aritméticas das rendibilidades diárias destes activos, sendo os prazos os prazos residuais. No caso das OT a série histórica das rendibilidades é disponibilizada no sítio de *internet* do Banco de Portugal, no caso dos *Bund* a série histórica tem origem na Reuters.

Registe-se que esta solução tem a vantagem de incorporar também as expectativas dos agentes económicos para a evolução da taxa de inflação.

**Quadro 3-1 - Taxa de juro sem risco**

		Taxa de juro sem risco fixa		Rendibilidade Bund 10 anos Setembro 2007 - Agosto 2008	Rendibilidade OT 10 anos Setembro 2007 - Agosto 2008
		Valor mínimo	Valor máximo		
Taxa de inflação	A	2,50%	2,50%	-	
Taxa de juro real sem risco	B	1,50%	2,00%		
Taxa nominal sem risco	$C=(1+A) \times (1+B) - 1$	4,04%	4,55%	4,19%	4,55%

Fonte: Banco de Portugal, ERSE, Reuters

Observa-se que os valores decorrentes da utilização de taxas de juro reais sem risco de referência estão ligeiramente acima dos valores médios dos últimos 12 meses, a contar de Agosto de 2007, da rendibilidade dos Bund a 10 anos e ligeiramente abaixo da rendibilidade média verificada nas OT a 10 anos, para o mesmo período. Por conseguinte, a consideração do intervalo de valores definido para a taxa de juro real sem risco está de acordo com a evolução verificada nos mercados financeiros internacionais nos últimos 12 meses para activos sem risco de longo prazo. Contudo, as incógnitas já referidas, associadas a estes valores, poderão levar a considerar a taxa de juro sem risco como um parâmetro ajustável, tendo em conta a evolução verificada da rendibilidade de activos sem risco de longo prazo.

### 3.3 PRÉMIO DE RISCO ESPERADO DO MERCADO

#### DEFINIÇÃO

O prémio de risco esperado do mercado consiste na diferença entre a rendibilidade esperada para uma carteira de activos financeiros representativos do mercado e a taxa de juro sem risco:

$$P_m = R_m - R_f \quad (2)$$

Em que:

- $P_m$  é o prémio de risco esperado do mercado;
- $R_m$  é a rendibilidade da carteira de activos financeiros;
- $R_f$  é a taxa de juro sem risco.

A rentabilidade da carteira de activos financeiros num determinado intervalo de tempo  $t$ ,  $R_{mt}$ , é determinada do seguinte modo:

$$R_{mt} = \frac{\sum_{j=1}^n (P_{jt} + D_j) \times \alpha_j}{P_{jt-1} \times \alpha_j} - 1 \quad (3)$$

Em que:

- $P_{jt}$  é o preço do activo financeiro  $j$ , no momento  $t$ ;
- $P_{jt-1}$  é o preço do activo financeiro  $j$ , no momento  $t-1$ ;
- $D_j$  é o dividendo que o activo financeiro  $j$  gerou, entre o momento  $t-1$  e o momento  $t$ ;
- $\alpha_j$  é a quantidade de activos financeiros  $j$  que compõem a carteira de activos financeiros;
- $n$  é o número de activos financeiros.

#### TEORIA FINANCEIRA VERSUS ANÁLISE EMPÍRICA

Tanto em termos metodológicos como em termos conceptuais, a determinação do prémio de risco esperado do mercado accionista não é uma tarefa consensual.

Se forem consideradas as teorias financeiras, nomeadamente a teoria global do modelo do consumo (CBM), a diferença entre a taxa de juro sem risco e a rendibilidade do mercado deveria ser apenas de 0,5%, para um grau de aversão ao risco “normal” dos consumidores. Contudo, todas as análises efectuadas a séries históricas dos prémios de risco de mercado observados nas principais economias do mundo apontam para uma diferença superior a este valor em, por vezes, mais de 10 vezes. Esta

diferença inexplicável pelas teorias económicas é conhecida pelo *puzzle* do prémio de risco. Mehra e Prescott<sup>17</sup> (1985) foram os primeiros a demonstrarem a incompatibilidade entre os prémios de risco observados e a teoria económica. Posteriormente, alguns autores demonstraram que o carácter “anómalo” dos elevados valores dos prémios de risco do mercado observados nos mercados de capitais deve-se mais ao baixo nível da taxa de juro sem risco, do que ao alto nível da rendibilidade das acções (Kocherlakota<sup>18</sup>, 1999). Os autores que demonstraram a incompatibilidade entre o modelo teórico e os valores observados, Mehra e Prescott, apresentaram entretanto explicações diferentes para os valores observados: Mehra defende a necessidade do modelo teórico inicial ser modificado (Constantinides, Donaldson e Mehra, 2002<sup>19</sup>), enquanto, em sentido oposto, Prescott considera razoável que o prémio de risco seja pouco superior a zero (Mac Grattan e Prescott, 2001<sup>20</sup>)!

No meio desta indefinição, os valores apontados pelos diferentes autores para o prémio de risco esperado do mercado têm variado de uma forma extrema entre 1% (Ilmanen<sup>21</sup>, 2003 e 8% (Brealey e Myers<sup>22</sup>, 1996).

Paralelamente, outros estudos tentaram justificar os valores verificados do prémio de risco de mercado, tendo por base as expectativas dos agentes quanto à rendibilidade do mercado, que se poderiam inferir através do modelo de desconto dos dividendos (*Dividend discount model*), isto é, da evolução dos dividendos pagos.

Das várias análises efectuadas, destacam-se duas importantes justificações para a evolução não esperada do prémio de risco de mercado:

- A inflação não foi totalmente incorporada no valor das taxas de juro sem risco, nomeadamente após a 2ª guerra mundial. Este facto terá implicado uma descida da taxa de juro real sem risco nesse período (Wilkie (1995)<sup>23</sup>);
- A taxa de crescimento dos dividendos foi superior ao esperado (Fitzerald (2001)<sup>24</sup>).

---

<sup>17</sup> Mehra R., Prescott E.C., 1985, “The equity Premium: a puzzle”, *Journal of Monetary Economics* 15 p: 145-161

<sup>18</sup> Kocherlakota, N, 1996, “The equity Premium: It’s still a Puzzle”, *Journal of Economic Literature*, 34, p: 42-74

<sup>19</sup> Constantinides G., Donaldson J. e Mehra R., 2003 “Junior can’t borrow: a new perspective on the equity risk Premium puzzle”, *Quarterly Journal of Economics*.

<sup>20</sup> Mac Grattan E., Prescott E, 2001: “Is the Stock market Overvalued?”, Working paper 8077, NBER.

<sup>21</sup> Ilmanen, A., 2003, “Expected returns on stocks and bonds”, *Journal of Portfolio Management*, Winter, p 7-27

<sup>22</sup> Brealey, R.A, Myers S.C., 1996, “Principle of corporate Finance”, 5th ed., New York: McGraw-Hill.

<sup>23</sup> Wilkie, L.G., 1995, “The risk premium on ordinary shares”, *Journal of the Institute of Actuaries* 119, p: 1-43

<sup>24</sup> Fitzgerald, A., 2001, “Still Puzzling over the risk Premium”, working paper, Napier University, Edinburgh

### EVOLUÇÃO TEMPORAL DO PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

Os efeitos decorrentes de diversos factores externos aos mercados financeiros espelham-se na evolução descontínua do prémio de risco de mercado e, principalmente, da rendibilidade do mercado de títulos, como o demonstraram vários autores. No presente trabalho, apresentam-se os resultados de dois estudos efectuados, um para a economia norte-americana baseado numa série histórica, longa de quase dois séculos, outro para um conjunto de economias mundiais com base em dados referentes aos últimos cem anos. O primeiro estudo foi realizado por Siegel (1998) e mostra que o prémio de risco nos EUA sobre as obrigações de longo prazo varia consoante os períodos, entre 3,2% e 6,6%, sendo que os valores mais altos dizem respeito aos últimos 70 anos da análise.

**Quadro 3-2 - Prémio de risco definido por Siegel no mercado norte-americano de acções em diferentes períodos**

	Prémio face a Obrigações L.P.	Prémio face a Obrigações C.P.
1802-1997	4,70%	5,40%
Períodos intercalares		
1802-1870	3,20%	2,90%
1871-1925	4,00%	4,60%
1926-1997	6,60%	8,50%

Fonte: The cost of capital intermediate theory, Cambridge press, retirado de Siegel, J.J., 1998, Stocks for the long run, New York: McGraw-Hill

O segundo estudo foi realizado por Dimson, Marsh, Staunton (2006). Este trabalho evidencia que o período posterior à 2ª guerra mundial, bem como os anos 80 são períodos claramente anómalos em termos de rendibilidade do mercado de títulos.

**Quadro 3-3 - Rendibilidade das acções em vários mercados financeiros em diferentes períodos desde o início do século XX**

	EUA	Reino Unido	Alemanha	Japão	Mundo
1914-1918 1ª GM	-18%	-36%	-66%	66%	-20%
1919-1928 recuperação pós 1ª GM	372%	234%	18%	30%	209%
1929-1931 crash de Wall Street	-60%	-31%	-59%	11%	-54%
1939-1948 2ª GM	24%	34%	-88%	-96%	-13%
1949-1959 recuperação pós 2ª GM	426%	212%	4094%	1565%	517%
1973-1974 1ª choque petróleo	-52%	-71%	-26%	-49%	-47%
1980-1989 crescimento dos anos 80	184%	319%	272%	431%	255%
1990-1999 boom tecnológico	279%	188%	157%	-42%	113%
2000-2002 rebentar da bolha internet	-42%	-40%	-57%	-49%	-44%

Fonte: Dimson, E., Marsh P., e M. Staunton, 2006, "The worldwide equity premium: a smaller puzzle", disponível na internet.

A grande diferença entre as rendibilidades do mercado no período posterior à 2ª guerra mundial e no período anterior justificam a percepção de que uma bolha especulativa existiu nesse último período

(Wright, Mason, e Miles (2003))<sup>25</sup>. Alguns autores sugerem que desde o início do sec. XXI, em que a rentabilidade dos títulos é muito inferior ao verificado nas décadas anteriores, se está a viver um processo de reversão para a média, que corresponderia a um prémio de risco igual a 2,5% para o mercado norte-americano (Arnott e Bernstein (2002)<sup>26</sup>).

Deste modo, o prémio de risco do mercado é uma variável que se caracteriza por uma grande volatilidade, como o mostra o quadro seguinte. O desvio-padrão anual do prémio de risco situa-se entre 20% e 30% nas principais economias ocidentais, incluindo Portugal.

**Quadro 3-4 - Desvio-padrão anual do prémio de risco**

País	Desvio-padrão anual	Fonte
Portugal	26,0%	ERSE (dados 1995-2007)
Estados Unidos	20,5%	ERSE (dados 1925-2007)
Estados Unidos	18,0%	Siegel
Estados Unidos	21,0%	Robertson, Wright
Estados Unidos	20,2%	Elroy Dimson, Paul Marsh & Mike Staunton
Reino Unido	20,0%	
Alemanha	32,3%	
França	23,1%	
Itália	29,4%	
Espanha	22,0%	
Canada	16,8%	

Fonte: ERSE, Siegel (1998), Robertson, Wright<sup>27</sup> (2002) e Dimson, Marsh e Staunton (2002)

#### DETERMINAÇÃO DO PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO ESPERADO

Face ao exposto, faz sentido definir o prémio de risco esperado do mercado com base em séries históricas, isto é, com base no ocorrido ou dever-se-á definir um valor teórico para o prémio de risco? Considera-se que a melhor opção é a definição do prémio de risco com base na observação da realidade. A teoria económica por mais robusta que aparenta ser, baseia-se sempre num conjunto de pressupostos que tentam sintetizar a realidade. Por outro lado, alguns trabalhos recentes conseguem aproximar a teoria dos resultados observados. Por exemplo, o trabalho de Heaton e Lucas<sup>28</sup>, no qual é introduzido um modelo de avaliação de activos baseados no consumo inclui um conjunto de parâmetros,

<sup>25</sup> Wright, S., Mason, R., Miles, D., 2003, "A study into certain aspects of the cost of capital for regulated utilities in the UK, disponível na internet.

<sup>26</sup> Arnott, R, Berstein, P. (2002), "What risk premium is normal?", Financial analysis journal, Vol. 58, n.º2

<sup>27</sup> Robertson, D., Wright, S. (2002): "The good news and the bad news about long-run stocks returns", Mimeo

<sup>28</sup> Heaton, J. e Lucas, D.J., 1996, "Evaluating the effects of incomplete markets on risk sharing and asset pricing", Journal of Political Economy 1004, p 443-487

nomeadamente os custos de transacção, cujos resultados obtidos apontam para um prémio de risco do mercado em torno de 3% para a economia norte-americana. Finalmente, os trabalhos mais recentes, baseados em séries históricas que já incorporam o “esvaziar” da bolha especulativa ocorrido nos últimos anos, já registam valores mais próximos dos apresentados pela teoria, como seja, por exemplo, o de Dimson, Marsh e Staunton (2006), que actualiza até 2005 a série do anterior trabalho que apenas contemplava o século XX (2002).

**Quadro 3-5 - Estimativa do prémio de risco face a activos sem risco de longo prazo realizado por Dimson, Marsh e Staunton para os períodos compreendidos entre 1900 -2000 e 1900-2005**

	Série 1900-2000		Série 1900-2005	
	Média geométrica	Média aritmética	Média geométrica	Média aritmética
África do Sul	5,4%	7,1%	5,4%	7,0%
Alemanha	6,7%	9,9%	5,3%	8,4%
Austrália	6,3%	8,0%	6,2%	7,8%
Bélgica	2,9%	4,8%	2,6%	4,4%
Canadá	4,5%	6,0%	4,2%	5,7%
Dinamarca	2,0%	3,3%	2,1%	3,3%
Espanha	2,3%	4,2%	2,3%	4,2%
Estados Unidos	5,0%	7,0%	4,5%	6,5%
França	4,9%	7,0%	3,9%	6,0%
Irlanda	3,2%	4,6%	3,6%	5,2%
Itália	5,0%	8,4%	4,3%	7,7%
Japão	6,2%	10,3%	5,9%	10,0%
Noruega	-		2,6%	5,3%
Países Baixos	4,7%	6,7%	3,9%	6,0%
Reino Unido	4,4%	5,6%	4,1%	5,3%
Suécia	5,2%	7,4%	5,2%	7,5%
Suíça	2,7%	4,2%	1,8%	3,3%
Internacional	4,5%	6,5%	4,0%	5,2%

Fonte: Dimson, E., Marsh P., e M. Staunton, 2006, “The worldwide equity premium: a smaller puzzle”, disponível na internet; Dimson, E., Marsh P., e M. Staunton, 2002, “Triumph of the Optimists: 101 Year of global investment returns”, Princeton, NJ: Princeton University Press.

Tendo em conta o limitado conjunto de dados disponível para o mercado português, assim como a constatação de que a integração do mercado financeiro português nos mercados internacionais é factual, considera-se que, à semelhança do que se fez para a taxa de juro sem risco, dever-se-á tomar como referência para o prémio de risco esperado para o mercado nacional os valores definidos para os mercados financeiros mais maduros. Neste caso, o valor que se considera mais coerente é o retirado do último trabalho de Dimson, Marsh e Staunton (2006).

Face ao exposto, resta definir qual das médias das séries consideradas, média geométrica ou aritmética, deverá servir de base à definição do prémio de risco do mercado.

Caso a análise incidisse num só período com uma tendência constante, a média aritmética seria a opção mais correcta. Contudo, como se pode constatar, existem vários períodos distintos, com tendências diferentes. Neste sentido, por diversas vezes, e, no seguimento dos argumentos defendidos por vários autores (de uma forma implícita Dimson, Marsh e Staunton (2006) ou explícita Wright, Mason, e Miles(2003)), a ERSE reiterou que a opção pela média geométrica assemelha-se a mais correcta, tendo em conta a volatilidade dos mercados financeiros. A título de exemplo, se o valor de um activo financeiro avaliado em 1000 u.m. subir 10% num momento e descer 10% no período seguinte, a média aritmética será 0 u.m., mas, na prática, o valor final é de 990 u.m., sendo a taxa média geométrica cerca de - 0,5%.

Sendo assim, se forem tidos em conta a média geométrica e os dados apresentados por Dimson, Marsh e Staunton (2006)<sup>29</sup> para um conjunto de economias ocidentais constantes do Quadro 3-6, define-se o intervalo, 5,0% e 6,5%, como intervalo para a rentabilidade do mercado, incluído no intervalo mais amplo resultante do percentil 50% (5%) e 90% (7,4%) desta série e em torno do valor médio, ponderado pelo PIB, para as principais economias mundiais apresentado por estes autores, 5,8%. A consideração deste intervalo de valores decorre da definição do custo de capital ser realizada na óptica dos investidores. Nesta óptica, a integração dos mercados financeiros, bem como a competição entre os diferentes mercados na captação de fundos são uma realidade.

---

<sup>29</sup> Importa registar que em alguns casos o valor médio da remuneração do mercado é inferior ou igual à do prémio de risco, porque a taxa de juro real sem risco média nesses países tem sido nula ou negativa.

**Quadro 3-6 - Remuneração média de mercado nas principais economias ocidentais entre 1900 e 2005**

Média geométrica	País
7,3%	África do Sul
3,1%	Alemanha
7,7%	Austrália
2,4%	Bélgica
6,2%	Canada
5,3%	Dinamarca
3,7%	Espanha
6,5%	Estados Unidos
3,6%	França
4,8%	Irlanda
2,5%	Itália
4,5%	Japão
4,3%	Noruega
5,3%	Países Baixos
5,5%	Reino Unido
7,8%	Suécia
4,5%	Suiça
5,8%	Internacional

Fonte: Dimson, E., Marsh P., e M. Staunton, 2006, "The worldwide equity premium: a smaller puzzle", disponível na internet

Da consideração dos intervalos definidos para a taxa de juro e para a remuneração do mercado obtém-se um intervalo de valores para o prémio de risco esperado do mercado compreendido entre 3,5% e 4,5%, como se pode observar no quadro seguinte. Registe-se igualmente que o prémio de risco definido para a série de dados disponível para o mercado nacional, compreendido entre 1995 e 2007, é apenas de cerca de 3,1%.

**Quadro 3-7 - Prémio de risco esperado do mercado proposto**

	Taxa de juro sem risco		Prémio de risco do mercado		Remuneração do mercado tendo	
	(a)		(c)=(b)-(a)		(b)	
Mercado nacional Valores adoptados	1,50%	2,00%	3,50%	4,50%	5,00%	6,50%
ERSE (média geométrica, dados 1995-2007)			3,08%			

## 4 CUSTO CAPITAL EDP DISTRIBUIÇÃO

### 4.1 CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

#### 4.1.1 RISCO SISTEMÁTICO DA ACTIVIDADE (BETA CAPITAL PRÓPRIO)

Na base da metodologia CAPM, como já referido, encontra-se a determinação do risco sistemático do activo com risco cotado em bolsa, a acção. Para cada acção, o seu risco sistemático é inerente à própria actividade, não diminuindo com a diversificação da carteira de títulos dos detentores das respectivas acções. O risco sistemático da acção é definido através do cálculo do seu beta, que no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio.

De uma forma simplista, o beta de uma acção é definido comparando a evolução da sua cotação face ao rendimento do mercado. A EDP Distribuição não é cotada em bolsa, sendo-o apenas a EDP, SA. Deste modo, surgem duas alternativas: ou se estima o beta da EDP Distribuição com base num *benchmark* de empresas que efectuem a mesma actividade num ambiente de mercado próximo ou procura-se desagregar o beta do activo da EDP, SA, isto é, o beta sem o efeito da estrutura de capital, pelas suas diferentes actividades, independentemente da estrutura de capital de cada uma.

No que diz respeito à primeira alternativa, actualmente não se encontra nenhuma empresa europeia cotada em bolsa cuja única actividade seja a distribuição de energia eléctrica. Neste contexto, dever-se-á optar pela segunda alternativa e desagregar o beta do activo da EDP pelas suas diferentes actividades, após se ter inferido o risco inerente a cada uma delas. Este exercício obriga à uma análise económica cuidadosa das diferentes actividades da empresa, que pode ser acompanhada por um *benchmark* nas actividades com informação que assim o permitam. Este exercício, caso seja efectuado com rigor, pode produzir resultados mais consistentes do que um *benchmark* pouco criterioso. Registe-se que esta é a metodologia seguida pelas principais instituições financeiras na avaliação das empresas.

A definição do beta do capital próprio da EDP Distribuição seguirá os seguintes passos:

- Definição do beta do capital próprio da EDP, SA;
- Definição do beta do activo da EDP, SA;
- Desagregação do beta do activo da EDP, SA pelas suas diferentes actividades, consoante o seu peso no valor da empresa e o risco de negócio da EDP,SA no seu todo;
- Definição do beta do capital próprio da EDP Distribuição, com base no beta do activo, definido no ponto anterior, e a sua estrutura de capital;
- Beta do capital próprio do grupo EDP.

**METODOLOGIA EMPREGUE**

Como foi anteriormente referido, o beta do capital próprio de uma empresa corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do activo e da carteira de activos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de activos, sendo que a rendibilidade de uma acção  $j$  poderá ser definida do seguinte modo:

$$E(R_j) = R_f + \beta_j [E(R_m) - R_f] \quad (4)$$

Em que  $E(R_j)$  é a rendibilidade esperada da acção  $j$ ,  $R_f$  a taxa de juro sem risco,  $E(R_m)$  a rendibilidade esperada do mercado,

Contudo, é comum recorrer-se a um modelo muito próximo do CAPM, o *market model*, baseado directamente na observação do mercado:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (5)$$

Sendo  $R_j$  a rendibilidade da acção  $j$ ,  $a_j$  o termo de intercepção que representa a taxa de crescimento dos preços das acções e  $R_{mt}$  a rendibilidade do mercado.

Para além de ser de mais fácil implementação, o *market model* tem a vantagem de exigir um número menor de variáveis a estimar. Registe-se que vários autores defendem que o *market model* se ajusta melhor à realidade do que o tradicional CAPM<sup>30</sup>.

Para que a equação (5) seja coerente com o método CAPM,  $a_j$  tem de se aproximar de  $(1-\beta)R_f$ , o que na prática significa que  $a_j$  deve estar próximo de zero. Por outro lado, como a taxa de juro sem risco é dada por uma fonte de informação exógena à que sustenta a determinação de beta, surge uma restrição adicional para a correcta interpretação da regressão. Deste modo, em todas as regressões apresentadas efectuaram-se dois testes de *Wald* para as seguintes restrições:  $a_j = 0$  e  $a_j = (1 - \beta)(R_{j,t} - R_{j,t-1}) / R_{m,t} * 0,02$ <sup>31</sup>, tendo-se considerado  $R_f = 0,02$ . Em todos os casos, as restrições testadas foram aceites.

Assim, no *market model* o valor do beta do capital próprio de uma empresa corresponde ao declive da regressão linear da rendibilidade das acções dessa empresa, face à rendibilidade do mercado considerado relevante.

<sup>30</sup> Alguns exemplos tirados da internet: Financial Econometrics with John Elder, J. Elder, Middlebury College, 2000; Tom Renström, Lecture 10 Empirical applications of The capital Asset Pricing Model, University of Rochester, 2002.

<sup>31</sup> Esta última restrição decorre da equação:  $R_{j,t} = a_j + R_{j,t-1} + \beta R_{m,t}$ , aproximação do CAPM e forma encontrada de transformar  $R_{j,t}$  em variável independente e deste modo poder aplicar-lhe o teste de Wald

No cálculo do beta, utilizaram-se séries diárias do preço das acções no mercado, para todos os dias de abertura dos respectivos mercados. É reconhecido que as correlações efectuadas com base em dados diários apresentam desvios padrão do erro mais baixos do que as correlações efectuadas com base em dados relativos a períodos maiores (semanais ou mensais), mesmo quando ajustados por causa da heteroscedasticidade ou por causa da autocorrelação dos resíduos.

#### **DEFINIÇÃO DO MERCADO RELEVANTE E DETERMINAÇÃO DO BETA DO CAPITAL PRÓPRIO**

A determinação do mercado relevante, pressuposto base da metodologia CAPM, a considerar para a definição da carteira eficiente de títulos merece ser realizada com algum cuidado. Num caso extremo de total integração dos mercados financeiros internacionais, a carteira eficiente corresponderá a uma carteira composta por todos os activos financeiros integrados em mercados eficientes. Numa situação oposta em que um mercado financeiro é totalmente separado dos restantes, e, em que os investidores apenas podem investir no mercado, a carteira eficiente corresponderá ao mercado relevante.

Na situação actual, em que a integração dos mercados não é total, a definição da carteira eficiente obriga a definir quais são os mercados (e em que proporção), sobre os quais a carteira eficiente deverá ser constituída. Por outro lado, também devem ser identificados os investidores que conseguem diversificar os seus investimentos para além dos seus respectivos mercados nacionais. Mesmo perante a liberdade de circulação de capitais, a decisão de investir no mercado financeiro nacional supera ainda a decisão de investir em qualquer mercado internacional. O Quadro 4-1 mostra que o peso dos accionistas estrangeiros, embora representativo, representa cerca de 50% do total, sendo ainda a portuguesa a principal nacionalidade representada na estrutura accionista.

**Quadro 4-1 - Estrutura accionista da EDP a 30/05/2008**

Parública (SGPS), SA	20,90%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	5,36%
<b>Total Estado</b>	<b>26,26%</b>
José de Mello, SA	5,08%
BCP, SA	3,47%
BES, SA	2,37%
<b>Total qualificado privado nacional</b>	<b>10,91%</b>
<b>Total qualificado Nacional</b>	<b>37,17%</b>
Iberdrola	9,69%
CajaAstur	5,64%
PICTET	2,91%
SONATRACH	2,28%
IPIC	2,04%
<b>Total qualificado estrangeiro</b>	<b>22,56%</b>
<b>Outros</b>	<b>40,27%</b>
<b>Total capital privado</b>	<b>73,74%</b>
<b>Total estrangeiro (estimado)</b>	<b>50,00%</b>

Fonte: Relatório e contas 2007 (estimativa capital estrangeiro referida no caderno de sustentabilidade) e site EDP.

Embora não estando plenamente integrado, a evolução do mercado financeiro nacional encontra-se muito dependente da evolução das principais praças internacionais, como se pode verificar no quadro seguinte para o período compreendido entre Maio de 2006 e Maio de 2008. Observa-se que o índice nacional, o PSI 20, apresenta uma correlação com alguns dos principais índices europeus acima dos 0,80, sendo de 0,92 com o S&P 500.

**Quadro 4-2 - Correlação da evolução de vários índices bolsistas entre Maio de 2006 e Maio de 2008**

	CAC 40	DAX	FTSE 100	IBEX	PSI 20	S&P 500
CAC 40	-	0,73	0,94	0,78	0,80	0,88
DAX	0,73	-	0,83	0,90	0,96	0,92
FTSE 100	0,94	0,83	-	0,85	0,84	0,93
IBEX	0,78	0,90	0,85	-	0,91	0,92
PSI 20	0,80	0,96	0,84	0,91	-	0,92
S&P 500	0,88	0,92	0,93	0,92	0,92	-

Fonte: ERSE, com base em dados Reuters, Yahoo Finance

Calculou-se o beta do capital próprio da EDP face à evolução do PSI 20, assim como face à evolução dos restantes índices constantes do Quadro 4-2.

As regressões efectuadas para definição dos betas foram acompanhadas da realização de um conjunto de testes econométricos. Os testes efectuados às regressões realizadas para a determinação do beta da

EDP não rejeitam a hipótese nula de existência de autocorrelação dos resíduos. Assim, de modo a obter-se o valor correcto para o nível de significância do parâmetro, recorreu-se às matrizes ajustadas de *Newey-West*.

**Quadro 4-3 - Beta da EDP face a diferentes índices**

Beta 2 anos EDP /PSI20	Beta 3 anos EDP /PSI20	Beta 2 anos EDP/lbex	Beta 2 anos EDP/CAC 40	Beta 2 anos EDP/DAX	Beta 2 anos EDP/Footsie 100	Beta 2 anos EDP/S&P 500
0,96 <i>t</i> (15,29)	0,96 <i>t</i> (17,74)	0,58 <i>t</i> (13,54)	0,54 <i>t</i> (12,11)	0,57 <i>t</i> (12,64)	0,38 <i>t</i> (5,42)	0,20 <i>t</i> (3,14)

Fonte: ERSE, com base em dados Reuters, Yahoo Finance

Os betas dos capitais próprios foram calculados com base em médias log-aritméticas das rendibilidades observadas diariamente<sup>32</sup>, nos últimos dois anos (de 3 anos também face ao PSI 20), incorporando o pagamento de dividendos na evolução dos rendimentos das empresas. Considera-se que um período de dados de dois anos é suficientemente abrangente para diminuir a volatilidade observada, sem ser contudo demasiado extenso para não reflectir o risco actual da empresa. Como se pode observar no caso da EDP, o alargamento da série num ano não implicou uma alteração significativa no valor do beta apurado.

Os resultados obtidos no cálculo dos diferentes betas não permitem rejeitar a hipótese de que o mercado nacional esteja integrado com outros mercados, pelo menos de um modo “intermédio”. Por conseguinte, os betas apurados para os mercados internacionais têm um nível de significância elevado (com estatísticas *t* entre 3 e 13), embora inferior ao beta calculado para o PSI 20, com estatísticas *t* acima de 15. Importa sublinhar que o mesmo exercício realizado há 3 anos, na definição do custo de capital para o período regulatório que agora termina, apresentou betas da EDP face a índices internacionais com níveis de significância substancialmente mais baixos do que os apresentados actualmente, evidenciando o facto do processo de integração dos mercados financeiros ter continuado durante este período.

Um nível de integração intermédio pode ser interpretado como se os investidores reagissem à variação dos mercados nacionais e dos mercados internacionais no seu conjunto de uma forma diferenciada, isto é, ponderando de forma diferente o risco da sua carteira de mercado internacional e da sua carteira de mercado nacional. Neste caso, pode-se recorrer ao modelo do CAPM com múltiplos factores, no qual o investidor não reage apenas ao risco de um mercado em particular, como também reage a outros factores externos<sup>33</sup>. Adaptando este modelo ao caso particular dos investidores da EDP reagirem a dois factores, a evolução do mercado nacional e a do mercado internacional, aplica-se a seguinte equação:

<sup>32</sup> Isto é,  $\ln(P_t/P_{t-1})$  em que, *P* representa o preço da acção e *t* a variável tempo em dias.

<sup>33</sup> Esta abordagem foi experimentada igualmente por B. Dumas, J. Hopkins, R. Marston em “Cross-Border Valuation, The International Cost of Equity Capital” (4th draft) disponível online em: [finance.wharton.upenn.edu/weiss/wpapers/03-3.pdf](http://finance.wharton.upenn.edu/weiss/wpapers/03-3.pdf)

$$R_{EDP} - R_f = \alpha_{EDP/Port,Int} + \beta_{EDP/Inter} \times (R_{int} - R_f) + \beta_{EDP/Por} \times (R_{Port} - R_f) + \varepsilon_{EDP/Port,Int} \quad (6)$$

Sendo,

- $R_{EDP}$ , a rendibilidade esperada dos activos da EDP, SA;
- $R_f$ , a taxa de juro sem risco;
- $\alpha_{EDP/Port,Int}$ , o termo de intercepção da regressão;
- $\beta_{EDP/Inter}$ , o beta do activo da EDP, SA face aos mercados internacionais;
- $R_{int}$ , a rendibilidade dos mercados internacionais;
- $\beta_{EDP/Por}$ , o beta do activo da EDP, SA face ao mercado nacional;
- $R_{port}$ , a rendibilidade do mercado financeiro nacional;
- $\varepsilon_{EDP/Port,Int}$ , o termo de erro da regressão.

Contudo, os resultados obtidos não são significativos para os diferentes mercados testados (PSI e IBEX, PSI e CAC 40), não se podendo definir uma carteira de mercado relevante mais ampla do que a do mercado nacional.

Assim, assume-se que o beta do capital próprio da EDP, SA calculado face à evolução do rendimento médio dos últimos dois anos relativamente ao PSI 20 é o valor mais correcto, isto é, considera-se 0,96 como o valor mais correcto para o beta do capital próprio da EDP, SA.

O passo seguinte corresponde ao cálculo do beta do activo do grupo EDP, SA.

#### 4.1.1.1 BETA DO ACTIVO DO GRUPO EDP

##### METODOLOGIA

Recorrendo à abordagem *bottom-up*, pretende-se saber qual o contributo de cada actividade para o risco de negócio da empresa. Tendo em conta que o beta do capital próprio de um activo com risco corresponde à soma dos betas das suas diferentes actividades ponderados pelo respectivo peso de cada uma no valor da empresa, bastaria, aparentemente, repartir o beta do capital próprio da EDP, SA, pelo risco de cada actividade, para inferir-se o beta do capital próprio da EDP Distribuição.

Contudo, o beta do capital próprio incorpora o risco de negócio, bem como também incorpora o risco financeiro da actividade que decorre da sua estrutura de capital. Deste modo, ter-se-ia de inferir não só o contributo de cada actividade para o risco de negócio da empresa, como também o seu contributo para o risco financeiro da EDP, SA. Este exercício incorpora um grau de dificuldade suplementar e

desnecessário. Como o beta do activo de uma empresa apenas reflecte o seu risco de negócio, esta dificuldade é ultrapassada desagregando o beta do activo, em lugar do beta do capital próprio da EDP, SA pelas suas diferentes actividades.

A definição do beta do activo a partir do beta do capital próprio recorre a dois pressupostos comumente aceites.

O primeiro corresponde ao primeiro dos postulados de Modigliani e Miller que afirma que a estrutura de capital de uma empresa não altera o valor desta no seu todo, alterando apenas o risco para os accionistas e, conseqüentemente, o custo do capital próprio. Contudo, este postulado aplica-se apenas até um nível de endividamento considerado razoável, isto é, que não tenha implicações no risco de insolvência da empresa. A problemática do nível de endividamento óptimo será desenvolvida mais adiante.

O segundo corresponde à observação de que existe uma vantagem fiscal, que leva a que o aumento do endividamento proporcione um aumento do custo de capital próprio a uma taxa que decresce com o aumento da taxa de imposto<sup>34</sup>. A principal consequência da vantagem fiscal é de que o aumento do nível de endividamento implica um aumento do valor da empresa até ao limite dado pelo aumento do risco de falência da empresa.

A definição do beta do capital próprio a partir do beta do activo supõe que a estrutura de capital da empresa se mantém constante. No que diz respeito ao horizonte do investimento, poder-se-á assumir que os seus retornos são constantes e ilimitados ao longo do tempo ou que estes não são constantes. Estas duas assumpções são apresentadas de seguida.

Caso se considere retornos constantes e limitados, o beta do capital próprio é dado por:

$$\beta_{cp} = \beta_A + (1-T) \times (\beta_A - \beta_{CA}) \times \frac{D}{CP} \quad (7)$$

Em que:

- $\beta_{cp}$  é o beta do capital próprio.
- $\beta_A$  é o beta do activo.
- $T$  é a taxa de imposto, sobre o rendimento.
- $\beta_{CA}$  é o beta do capital alheio.
- $D$  é o valor da dívida.

---

<sup>34</sup> Aqui não se considera a problemática da dupla tributação, que diminui esta vantagem

- $CP$  é o valor do capital próprio.

Considerando o risco da dívida nulo ou quase nulo:

$$\beta_{cp} = \beta_A + (1-T) \times (\beta_A) \times \frac{D}{CP} \quad (8)$$

Caso se considere retornos esperados não constantes e que o risco da dívida é nulo ou quase nulo, recorrendo-se à formulação de Miles-Ezzel<sup>35</sup>, obtém-se:

$$\beta_{cp} = \frac{\beta_A \left(1 + \frac{D}{CP}\right) \left[1 + r_f \left(1 - T \left(\frac{D}{D + CP}\right)\right)\right]}{(1 + r_f)} \quad (9)$$

Em que  $r_f$  é a taxa de juro.

## RESULTADOS OBTIDOS

De seguida apresentam-se os parâmetros utilizados no cálculo do beta do capital próprio:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante às últimas contas anuais publicadas relativas a 2007.
- O valor da dívida a 31 de Dezembro de 2007, deduzida dos créditos e das disponibilidades de curto prazo, corresponde a 18 265 milhares de euros.
- O valor de mercado do capital próprio da EDP a 31 de Dezembro de 2007 corresponde a 16 345 milhares de euros.
- A taxa de juro sem risco considerada é de 2%.
- A taxa de imposto considerada é a taxa máxima de imposto efectiva<sup>36</sup>, de 26,5%.
- O Quadro 4-4 apresenta os resultados obtidos, comparando-os com os definidos nos anteriores períodos regulatórios.

---

<sup>35</sup> Miles, J.A., e J.R. Ezzel, "The weighted average cost of capital, perfect capital markets and Project life: a clarification", *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 15, pp. 719-30

<sup>36</sup> Na prática, após as devidas correcções contabilísticas, a taxa aplicada é diferente, podendo ser menor.

Quadro 4-4 - Evolução do beta do activo da EDP

	2008			2005		2004	2001
	Mercado nacional com retorno constante	Mercado nacional sem retorno constante	Mercado internacional com retorno constante	Mercado nacional com retorno constante	Mercado internacional com retorno constante	Mercado nacional com retorno constante	Mercado nacional com retorno constante
Beta capital próprio EDP	0,96	0,96	0,55	0,90	0,30	0,96	0,69
Beta activo EDP (retirado efeito estrutura do capital)	0,53	0,46	0,31	0,50	0,17	0,50	0,46

Fonte: ERSE, com base em dados Reuters e Yahoo Finance

Observa-se que o valor do beta do activo para o mercado nacional calculado com base no pressuposto de retornos constantes, tem-se mantido estável desde 2004, a volta de 0,5, sendo actualmente igual a 0,53. Por outro lado, o beta do activo calculada tendo por referência os mercados internacionais aumentou significativamente desde o último período regulatório, evidenciando o processo de integração do mercado financeiro nacional no contexto internacional.

A aceitação de que o retorno esperado não é constante origina um valor do beta do activo da EDP, SA inferior ao obtido com recurso à metodologia mais clássica, em torno de 0,46. Existem alguns argumentos que suportam a não consideração deste método:

- Este não foi o método utilizado nos últimos períodos regulatórios.
- Este método obriga à estimação de outro parâmetro, a taxa de juro sem risco, para o qual não se tem um valor, mas um intervalo de valores.
- Para um período regulatório de 3 anos é razoável considerar-se retornos esperados relativamente estáveis.

#### 4.1.1.2 BETA DO CAPITAL PRÓPRIO DA EDP DISTRIBUIÇÃO

O grupo EDP, SA é composto por várias empresas que realizam actividades muito diversas, com diferentes riscos de negócios e estruturas de capitais e que laboram em países com cargas fiscais também diferentes. O beta do capital próprio do grupo EDP resulta da agregação de todas estas realidades. Repartir o risco sistemático do grupo EDP pelas suas diferentes actividades independentemente das suas diferentes estruturas de capitais e cargas fiscais obriga a determinar o beta do activo, e repartir o risco sistemático de negócio, que ele representa, pelas diferentes actividades consoante o seu peso.

Tal como referido, este é o caminho seguido pressupondo de que os retornos são constantes e ilimitados no tempo. Considera-se este pressuposto aceitável a médio prazo <sup>37</sup>. Outros autores seguem um abordagem semelhante.<sup>38</sup>

Assim, tendo em conta o postulado teórico da aditividade do valor:

$$\sum_i v_i \beta_{CPi} = \beta_{CPEDP} \quad (10)$$

Sendo  $\beta_{CPEDP}$ , o beta do capital próprio do grupo EDP;  $v_i$  o peso da actividade  $i$  no capital próprio do grupo EDP e  $\beta_{CPi}$ , o beta do capital próprio da actividade  $i$ .

Tendo em conta a equação (8) obtém-se:

$$\beta_{AEDP}(1+(1-T) \times E_{EDP}) = \beta_{CPEDP} \quad (11)$$

Em que:

- $\beta_{AEDP}$  é o beta do activo da EDP, SA.
- $E_{EDP}$  é o rácio entre os valores da dívida da EDP, SA e de mercado do capital próprio da EDP, SA.

Por sua vez,

$$\beta_{AEDP} = \sum_i w_i \beta_{Ai} \quad (12)$$

Em que:

- $w_i$  é o peso no activo do grupo EDP da actividade  $i$ .
- e  $\beta_{Ai}$ , o beta da actividade  $i$ .

Da equação (11) obtém-se para a actividade  $i$ :

---

<sup>37</sup> Sublinha-se que prever um crescimento igual e constante para todas as actividades, quando o horizonte temporal é o médio prazo, tem a vantagem de se ter em consideração o que se observa no presente, ou seja, manter o peso de cada actividade.

<sup>38</sup> Alexander, I., Estache A., Oliveri, A. (2000), "A few things transport regulators should now about risk and the cost of capital", *Utilities Policy*, 9 p1-13

$$\beta_{Ai} = \frac{\beta_{CPI}}{(1+(1-T_i) \times E_i)} \Leftrightarrow$$

$$\beta_{Ai} \times (1+(1-T_i) \times E_i) = \beta_{CPI} \quad (13)^{39}$$

Em que  $T_i$  é a taxa de imposto aplicada à actividade  $i$  e  $E_i$  é a estrutura de capital da actividade  $i$ .

Deste modo, a partir do beta do activo da EDP Distribuição pode-se inferir o seu beta do capital próprio, tendo em conta a estrutura de capital considerada para o efeito.

### VALORIZAÇÃO DAS ACTIVIDADES DA EDP

Como no anterior período regulatório, defende-se que as actividades da EDP devem ser avaliadas pelo seu valor contabilístico. Conceptualmente, o valor de mercado de cada actividade assemelha-se como a abordagem mais consistente, tendo em conta que o valor de mercado de um activo reflecte as expectativas dos investidores quanto ao potencial de criação de lucros por parte desse activo e, consequentemente, tem subjacente o seu risco.

Contudo, a generalidade das avaliações efectuadas por analistas, que recorrem às metodologias mais comuns, como sendo o *Discount Cash Flow* e o rácio EV/EBITDA, apresentam valores bastante díspares, consoante os pressupostos assumidos<sup>40</sup>. Assim, face à discricionariedade inerente à definição do valor de mercado das actividades de uma empresa cotada, a opção mais correcta consiste na avaliação de cada actividade do grupo EDP, SA pelo seu valor contabilístico, independentemente das limitações desta metodologia, que decorrem, por exemplo, do facto dos activos terem diferentes maturidades.

O Quadro 4-5 apresenta o valor contabilístico desagregado das diferentes actividades do grupo EDP, SA.

Registe-se que após a aquisição da Horizon, o peso das energias renováveis no valor contabilístico do grupo EDP, SA subiu significativamente, passando a representar 25% do valor do balanço.

---

<sup>39</sup>  $\beta_{AEDP} = \sum_i w_i \frac{\beta_{CPI}}{(1+(1-T_i) \times E_i)} \Rightarrow \frac{\sum_i v_i \beta_{CPI}}{(1+(1-T) \times E_{EDP})}$ , como  $v_i$  e  $w_i$  são diferentes esta relação verifica-se mesmo se  $(1+(1-T_i) \times E_i)$  for diferente de  $(1+(1-T) \times E_{EDP})$ .

<sup>40</sup> Ver documento "Tarifas e Preços para a energia eléctrica e outro Serviços em 2005", no capítulo referente à determinação do custo de capital

Sublinhe-se, igualmente, que os contadores de energia eléctrica são considerados como um activo integrado numa área de negócio separada fruto da incorporação do efeito da Lei n.º12/2008, de 26 de Fevereiro.

**Quadro 4-5 - Valor contabilístico estimado de cada actividade do Grupo EDP**

	Valor 10 <sup>6</sup> euros	Percentagem do total
Grupo EDP	23 891	100,0%
Produção Portugal	4 819	20,2%
Distribuição portugal	4 201	17,6%
Contadores	90	0,4%
Comercialização Portugal	3	0,0%
Renováveis	6 038	25,3%
Hidrocántabrico	3 218	13,5%
Brasil	2 419	10,1%
Gás	1 583	6,6%
Outras	1 520	6,4%

Fonte: ERSE, com base no Relatório e contas EDP

O Quadro 4-6 apresenta o valor contabilístico das actividades reguladas da EDP Distribuição em 2007.

**Quadro 4-6 - Actividades reguladas da EDP Distribuição em 2007**

	Actividade de distribuição de energia eléctrica	Actividade de comercialização de redes	Actividade de compra e venda de acesso à rede de transporte	Prest. Serviços à EDP SU
Imobilizado liquido	4 346 763	250 095		28 420
Activo	5 363 905	621 397	128 491	485 475
Capital+reservas+RT	1 310 269	126 345	1 135	26 602
Resultados liquidos	64 723	-5 072	12 604	-6 464
Total Capital Próprio	1 374 992	121 273	13 739	20 138
Empréstimos médio longo	521 775	70 830		295 722
Empréstimos curto prazo	1 066 850	288 597	88 154	10 157
Fornecedores	41 110	3 433		94 478
Outros	2 359 179	137 264	26 598	64 980
Passivo	3 988 914	500 124	114 752	465 337

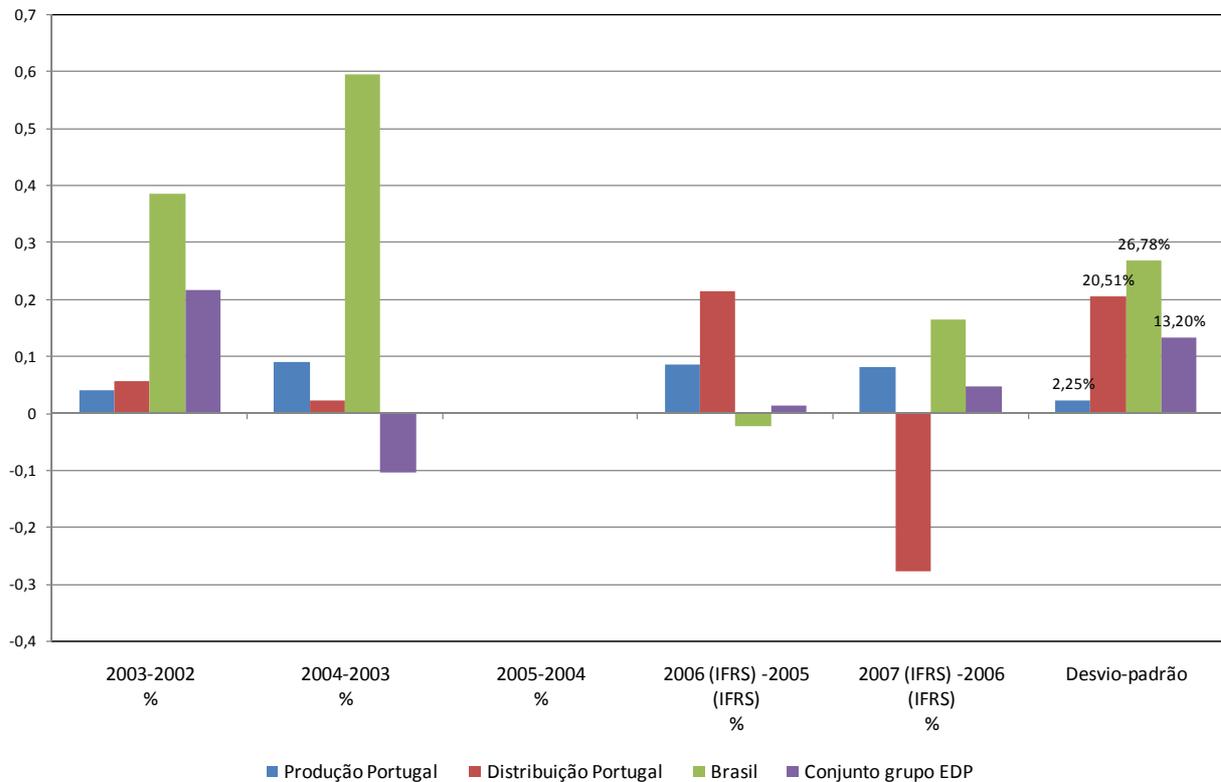
Fonte: EDP Distribuição

#### **DEFINIÇÃO DO RISCO ASSOCIADO A CADA ACTIVIDADE**

A evolução da rentabilidade operacional de um activo é uma boa medida do risco inerente a cada actividade. O risco de uma actividade não corresponde ao seu nível de rentabilidade mas, sim, à imprevisibilidade da evolução da rentabilidade.

Neste sentido, calculou-se o desvio-padrão das rentabilidades operacionais do activo associadas às principais actividades, verificadas entre 2002 e 2007. Como o ano de 2005 se caracterizou por uma reafecção de contas por actividade, a série não é contínua. Calcularam-se apenas os desvios-padrão das rentabilidades para as actividades para as quais se consegue construir séries de valores desde 2002: produção em Portugal (convencional), distribuição em Portugal, Brasil e o conjunto do grupo EDP.

**Figura 4-1 - Variação anual da rentabilidade operacional das principais actividades da EDP, respectivos desvios-padrão**

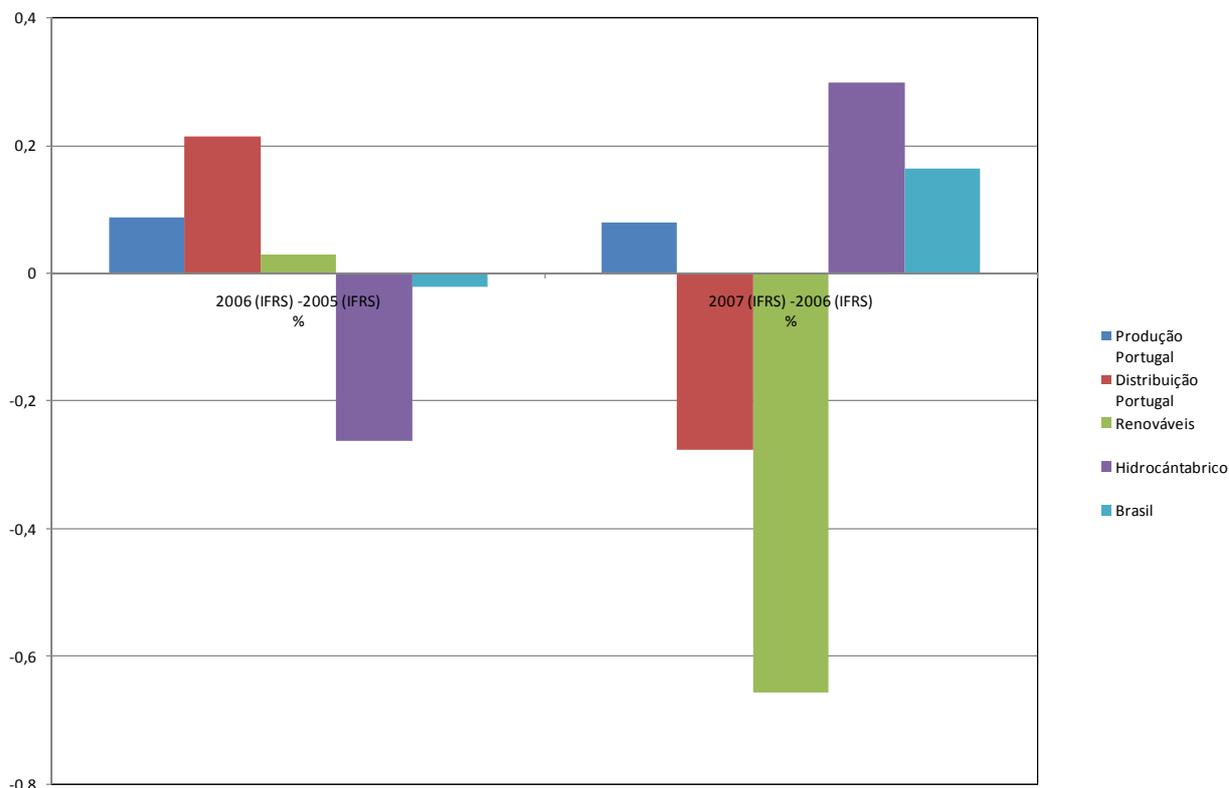


Fonte: ERSE, com base em Relatórios e Contas EDP

Observa-se que a actividade de produção em Portugal apresenta um desvio-padrão significativamente mais baixo, menos de 2%, do que o conjunto do grupo EDP, cerca de 13%. Por seu lado a actividade de distribuição em Portugal apresenta valores mais elevados, em torno de 20%, embora mais baixos do que as actividades no Brasil, mais de 28%.

Se a análise for restrita aos últimos 3 anos, o que permitir alargar o âmbito das actividades analisadas à Hidroeléctrico e às renováveis, observa-se que, conjuntamente com a distribuição em Portugal, estas duas actividades apresentam rentabilidades mais voláteis.

Figura 4-2 - Variação anual da rentabilidade operacional das actividades da EDP



Fonte: ERSE, com base em Relatórios e Contas EDP

Da análise efectuada, conclui-se que o risco da actividade de distribuição em Portugal é ligeiramente superior ao do conjunto do grupo EDP, SA.

Para além desta conclusão, observa-se igualmente uma gradação entre o risco das diferentes actividades, sendo a actividade de produção destacadamente a mais estável, seguido da distribuição, e posteriormente da actividade no Brasil. No que diz respeito, às duas restantes actividades, os poucos dados disponíveis indiciam que a rentabilidade da actividade relativa às energias renováveis se apresenta mais instável do que a da Hidrocántabrico.

A definição do beta do activo da Hidrocántabrico pode ser apoiada pelo cálculo do beta das restantes empresas do sector eléctrico espanhol, verticalmente integradas.

Quadro 4-7 - Beta do activo das principais empresas verticalmente integradas espanholas

Beta activo Endesa	Beta activo Iberdrola	Beta activo União Fenosa
0,62	0,81	0,45

Fonte: ERSE, com base em Relatórios e Contas empresas e cotações Reuters

No que diz respeito às actividades desenvolvidas no Brasil, a Figura 4-2 mostra que estas são mais arriscadas do que a actividade de distribuição. Contudo, a observação do ocorrido nos 3 últimos anos indicia que estas actividades proporcionam uma rendibilidade do activo menos volátil do que no caso da Hidrocántabrico e das renováveis. Assim, considera-se o valor de 0,6, definido para a Hidrocántabrico, como o limite superior do beta do activo para as actividades desenvolvidas no Brasil.

A área de negócio do gás natural é outra actividade importante. As actividades do gás da EDP estão principalmente associadas à distribuição de gás natural. Um *benchmark* efectuado pela NERA, apresentado à ERSE em Maio de 2008, que engloba um conjunto de empresas distribuidoras e de transporte de gás natural dos sectores italiano, australiano, canadiano e espanhol (neste caso apenas para a Enagás) aponta para 0,31 para o beta do activo nas actividades da distribuição e do transporte de gás natural. Se considerarmos que o *benchmark* realizado pela NERA incorpora empresas de transporte de gás natural, bem como empresas que operam em mercados que atingiram um grau de maturidade muito superior aos mercados onde operam a EDP (Espanha e, sobretudo, Portugal), define-se um valor mais elevado para o beta do activo das actividades relativas ao gás do grupo, EDP, a volta de 0,55. Este valor está de acordo com o beta do activo considerado para as actividades de transporte e de gestão de infra-estruturas de gás natural da REN, que será apresentado no capítulo seguinte, e está em linha com os valores apurados pela ERSE aquando da definição do custo de capital das actividades reguladas do sector do gás natural em Portugal. Recorde-se que o custo de capital definido pela ERSE para as actividades de distribuição de gás natural foi superior ao que a ERSE definiu para as restantes actividades deste sector (transporte, armazenamento subterrâneo, terminal de gás), cujas infra-estruturas pertencem ao grupo REN.

A produção de energia eléctrica por fontes de energia renováveis é desenvolvida em Portugal e em Espanha num ambiente regulatório bastante benéfico. Com a aquisição da Horizon, esta situação não mudou significativamente, tendo em conta que a quase totalidade da energia produzida pela Horizon está enquadrada por *Power Purchase Agreement*. Contudo, os dados disponíveis apontam para que os rendimentos da actividade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis sejam substancialmente mais voláteis do que os das restantes actividades. Registe-se que este facto justifica-se pela juventude deste sector. Por outro lado, esta actividade é geralmente considerada uma actividade mais arriscada do que as “tradicionalis” actividades do sector eléctrico, sendo apresentada em vários estudos com betas do activo superiores ao estipulado para a produção de energia a partir de fontes convencionais ou mesmo superiores à unidade<sup>41</sup>. Recorde-se que a Iberdrola, a empresa espanhola com o maior nível de investimento em energia renováveis, apresentou o mais elevado beta do

---

<sup>41</sup> Ver por exemplo o estudo referente às actividades de produção de energia através de fontes renováveis da australiana Pacific Hydro, disponível online, onde os betas do activo destas actividades são superiores à unidade, ou o estudo da OXERA “What is the impact of limiting ROC eligibility for low-cost renewable generation technologies?” de Agosto 2005

activo entre as empresas analisadas. Deste modo, não se pode deixar de considerar esta actividade como a mais arriscada das actividades do grupo EDP ligadas ao sector eléctrico.

No que diz respeito às actividades englobadas em “outros”, até 2006 estas incorporavam as telecomunicações. Vários estudos apontam para que esta actividade apresente um beta do activo em torno da unidade. Contudo, esta actividade já não faz parte do grupo EDP, sendo que grande parte dos negócios englobados nesta rubrica dizem respeito a participações em empresas do sector noutros países ou em empresas de suporte às actividades do grupo EDP. Assim, considera-se que actualmente esta rubrica apresenta um beta do activo apenas ligeiramente superior às actividades do *core business*.

Quanto à actividade de produção de energia eléctrica em Portugal, importa salientar que a maior parte das centrais afectas a esta actividade estão enquadradas por um regime regulamentar bastante favorável, os CMEC, que lhe garante a remuneração do investimento. No anterior período regulatório não se dispunha de uma série suficientemente alongada que permitisse evidenciar que o risco desta actividade tem sido quase nulo, tendo-se proposto valores em torno de 0,2. Actualmente, já existe uma central que labora em regime de mercado, a TER, sendo que o peso de centrais que produzam em regime de mercado subirá a médio prazo face às restantes centrais. O risco quase nulo desta actividade evidenciado na Figura 4-1 deverá subir a médio prazo com o aparecimento de um novo grupo de ciclo combinado a gás natural já em 2009, propondo-se a manutenção do beta do activo das actividades de produção de energia eléctrica em Portugal em torno de 0,2.

No que diz respeito ao beta da actividade de distribuição em Portugal, este deve-se situar entre 0,53, valor calculado para o grupo EDP, e 0,6 valor definido para a Hidrocántabrico, tendo em conta a análise de risco efectuada.

Finalmente, no que diz respeito aos contadores de energia eléctrica incorporou-se o efeito da Lei n.º 12/2008 de 26 de Fevereiro, que altera a Lei n.º 23/96, de 26 de Julho. Deste modo, o beta do activo associado aos contadores é nulo.

O sistema de equações e de inequações que segue agrupa as restrições consideradas na definição do beta do activo da actividade de distribuição em Portugal:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1} \beta_{Ai} x_i = \beta_{AEDP} = 0,53 \\ \bar{\beta}_{AD} > \beta_{AEDP} \\ \beta_{AH} \cong 0,6 \\ \beta_{AD} < \beta_{AH} \\ \beta_{AB} \leq \beta_{AH} \\ \beta_{AO} \geq \beta_{AR} > \beta_{AH} \\ \beta_{AG} \cong 0,55 \\ \beta_{AP} \cong 0,20 \\ \beta_{AC} = 0 \end{array} \right. \quad (14)$$

Sendo:

- $\beta_{Ai}$ , o beta do activo da actividade  $i$ .
- $x_i$ , o peso da actividade  $i$  no valor do Grupo EDP.
- $\beta_{AEDP}$ , o beta do activo do Grupo EDP.
- $\beta_{AP}$ , o beta do activo da actividade de produção de energia eléctrica em Portugal.
- $\bar{\beta}_{AD}$ , o valor médio do beta do activo da EDP Distribuição.
- $\beta_{AD}$ , o valor do beta do activo da EDP Distribuição.
- $\beta_{AG}$ , o beta do activo das actividades relacionadas com o gás natural em Portugal.
- $\beta_{AH}$ , o beta do activo das actividades que digam respeito à Hidrocántabrico.
- $\beta_{AR}$ , o beta do activo das actividades que digam respeito às energias renováveis.
- $\beta_{AC}$ , o beta do activo dos contadores.
- $\beta_{AO}$ , o beta do activo das restantes actividades.

Os resultados apurados são apresentados no quadro seguinte, sendo que o beta atribuído às actividades de distribuição em Portugal está compreendido entre 0,53 e 0,58.

Quadro 4-8 - Betas dos activos das actividades do Grupo EDP

	Peso no valor da empresa	Beta do activo	
Conjunto das actividades da EDP	100%	0,53	
		Valor mínimo	Valor máximo
Distribuição Portugal	17,6%	0,53	0,58
		Valor máximo	Valor mínimo
Produção Portugal	20,2%	0,20	0,20
Hidrocantábriico	13,5%	0,60	0,60
Renováveis	25,3%	0,68	0,66
Brasil	10,1%	0,60	0,58
Gás	6,6%	0,55	0,55
Contadores	0,4%	0,00	0,00
Outras	6,4%	0,70	0,68
Conjunto actividades fora Distribuição	82,4%	0,53	0,52

#### GRAU DE ENDIVIDAMENTO

Como foi referido anteriormente, os postulados de Modigliani e Miller induzem à aceitação da estrutura de capital das empresas até a um nível de endividamento em que a solvabilidade não é afectada.

A EDP Distribuição em finais de 2007 apresentou um rácio entre a dívida<sup>42</sup> e o capital próprio de 96%. Este valor é inferior ao valor considerado no período regulatório anterior, 120%. Para o período regulatório 2006-2008 optou-se por aceitar esse rácio como rácio de referência, argumentando-se de que o nível de endividamento verificado, em linha com o do conjunto do grupo, não influenciava, significativamente o risco de solvabilidade da empresa, observável nos *rating* da dívida e de que, por outro lado, lhe permitiria beneficiar da relativa vantagem fiscal própria do endividamento. Os argumentos utilizados no anterior período regulatório mantêm-se válidos, como se poderá verificar no ponto seguinte da análise do *rating* da dívida da EDP. Deste modo, o rácio entre dívida e o capital próprio considerado no cálculo do beta do capital próprio EDP Distribuição é 96 %.

<sup>42</sup> Considerou-se como valor da dívida do conjunto das actividades reguladas da EDP Distribuição a soma das dívidas de Médio e Longo Prazo e de Curto Prazo deduzidas dos devedores e caixa.

**BETA DO CAPITAL PRÓPRIO DA EDP DISTRIBUIÇÃO**

O Quadro 4-5 apresenta o intervalo para o beta do capital próprio da EDP Distribuição apurado, entre 0,90 e 0,98, próximo do definido para o conjunto do grupo. Recorde-se que o beta do capital próprio incorpora o risco de negócio, dado pelo beta do activo, assim como o seu risco financeiro dado pela estrutura de capital.

**Quadro 4-9 - Beta do capital próprio da EDP Distribuição**

	Valor mínimo	Valor máximo
$\beta$ activo	0,53	0,58
T	26,5%	
D/CP	96%	
$\beta$ capital próprio	0,90	0,98

4.1.1.3 CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

**CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO REAL**

O Quadro 4-10 mostra que o valor do custo de capital próprio real proposto para o actual período regulatório é superior ao valor considerado nos anteriores períodos regulatórios. Este facto decorre em grande parte do valor apontado para o beta do capital próprio da EDP Distribuição ter implícito um risco igual ou superior ao do conjunto do grupo, com base na análise de risco efectuada.

**Quadro 4-10 - Custo do custo do capital próprio real da EDP Distribuição**

	Período regulatório 2009-2011		Período regulatório 2006-2008		Período regulatório transitório 2005	
	Valor mínimo	Valor máximo	Valor mínimo	Valor máximo	Valor mínimo	Valor máximo
Taxa de juro sem risco (1)	1,5%	2,0%	1,5%	2,0%	1,5%	2,0%
Prémio de risco (2)	3,5%	4,5%	3,5%	4,5%	4,3%	5,3%
Beta do capital próprio (3)	0,90	0,98	0,84	0,93	0,60	0,78
Custo de capital próprio real depois de impostos (4)=(1)+(2)*(3)	4,7%	6,4%	4,4%	6,2%	4,1%	6,1%

#### **CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO NOMINAL**

Como se viu no ponto 3.2 vive-se actualmente uma situação de instabilidade nos mercados financeiros, cuja amplitude e duração é actualmente imprevisível, o que dificulta a definição de um valor para a taxa de juro sem risco para o médio prazo. Como foi referido, a indexação deste parâmetro, a taxa de juro sem risco, à evolução da rendibilidade de um activo de longo prazo considerado sem risco é uma forma de ultrapassar esta problemática.

O quadro que segue apresenta os resultados do custo de capital próprio nominal.

Quadro 4-11 - Custo do custo do capital próprio nominal da EDP Distribuição

	Taxa de juro sem risco fixa		Rendibilidade média Bund 10 anos		Rendibilidade média OT 10 anos	
Taxa nominal sem risco (1)	4,04%	4,55%	4,19%	4,19%	4,55%	4,55%
Prémio de risco (2)	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%
Beta do capital próprio (3)	0,90	0,98	0,90	0,98	0,90	0,98
Custo de capital próprio nominal depois de impostos (4)=(1)+(2)*(3)	7,19%	8,97%	7,34%	8,61%	7,70%	8,97%

## 4.2 CUSTO DE CAPITAL ALHEIO

No capítulo 2.1 foi efectuado o enquadramento teórico e empírico relativo à estrutura de capital óptima. Este enquadramento permitiu entender porque a actual estrutura de capital da EDP Distribuição não afecta significativamente o valor da empresa, nomeadamente quando é comparada com a estrutura implícita na definição do custo de capital para o período regulatório 2006-2008.

Na prática, a evolução do custo de capital alheio da EDP Distribuição é igual ao do grupo EDP, SA. A holding do grupo financia as restantes empresas, impondo-lhes um *spread* sobre a taxa média do financiamento obtido por “acréscimo de risco” das actividades.

Assim, importa avaliar qual a taxa a considerar como custo de capital alheio, a taxa efectiva, ou outra taxa mais consentânea com uma política de financiamento adequada.

Importa também precisar que ao longo do presente trabalho aceitou-se a dívida como sendo uma fonte de financiamento com risco sistemático nulo ou quase nulo. Este pressuposto, aceitável embora discutível, não invalida que se considere um prémio de risco, fixo, que incorpore o risco muito reduzido de insolvabilidade de uma empresa como o grupo EDP, que em termos dinâmicos, isto é, relativamente ao risco sistemático, é quase nulo.

**GRAU DE ENDIVIDAMENTO E RATING DA EDP**

Até finais de Dezembro de 2007, o valor de mercado da EDP mais do que duplicou<sup>43</sup>. No caso da dívida esta tendência ainda foi superior. Deste modo, o rácio entre o capital alheio e o capital próprio passou de 111% em 2004, para 112% em finais de 2007.

**Quadro 4-12 - Comparação do grau de endividamento no final de 2007 face ao final de 2004**

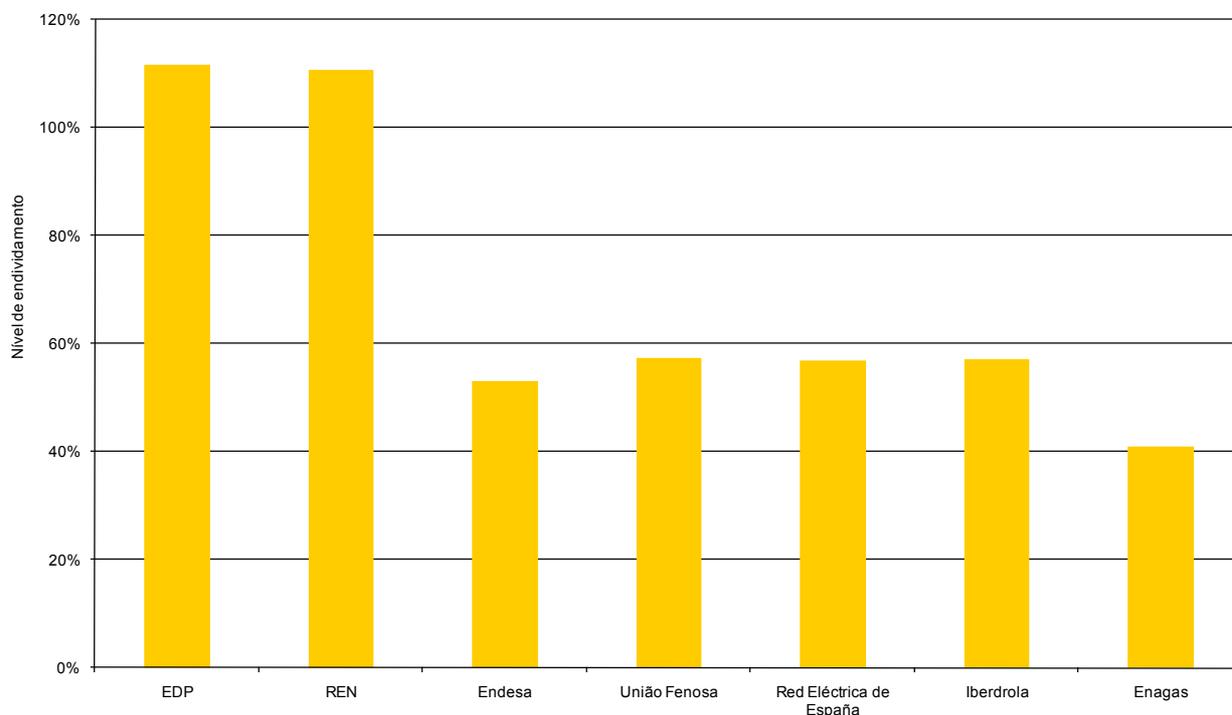
	2007	2004	Variação
Dívida	18 265	9 018	103%
Capitais próprios	7 251	6 402	13%
Imobilizado Líquido	23 891	19 668	21%
Valor de mercado da empresa	16 345	8 154	100%
Market to book ratio	225%	127%	77%
Market to asset ratio	68%	41%	65%
Grau de endividamento	112%	111%	1%

Fonte: ERSE, Relatório e Contas das empresas

A Figura 4-3 mostra que o nível de endividamento da EDP também se apresenta elevado quando comparado com o das principais *Utilities* ibéricas.

<sup>43</sup> Registe-se que os últimos dados disponíveis apontam para um valor de mercado da EDP substancialmente mais baixo.

**Figura 4-3 - Grau de endividamento da EDP face às principais *Utilities* da Península Ibérica a 31 de Dezembro de 2007**



Fonte: ERSE com base nos Relatório e Contas das empresas

O forte endividamento da EDP reflecte-se no agravamento do seu *rating*.

**Quadro 4-13 - Evolução do *rating* da EDP**

	S&P (30/07/2004)	Moody's (23/06/2005)	S&P (18/07/2007)	Moody's (19/10/2007)
EDP	A	A2	A-	A2

Fonte: EDP, Reuters

O *downgrade* do *rating* da EDP, face ao seu alto nível de endividamento, não impede que este seja igual ou melhor do que as suas congéneres espanholas.

**Quadro 4-14 - Comparação dos *rating* das *Utilities* ibéricas**

	S&P	Moody's
EDP	A-	A2
Iberdrola	A-	A3
Union Fenosa	A-	A3
REE	AA-	
Enagás	AA-	A2

Fonte: Reuters

**CUSTO ACTUAL DA DÍVIDA**

O actual *rating* do grupo EDP corresponde a um *spread* a volta de 1,1 p.p., para uma dívida de médio prazo. Contudo, o agravamento do valor do *spread* do grupo EDP, desde o anterior período regulatório, reflecte o agravamento do seu nível de endividamento decorrente das estratégias empresariais seguidas, alheias ao *core business*. Recorde-se que a EDP Distribuição apresenta-se menos endividada do que o conjunto do Grupo EDP. Assim, julga-se que as consequências destas estratégias não deverão ser suportadas pelos clientes da EDP Distribuição. Registe-se que o grau de endividamento do Grupo EDP é superior ao da EDP Distribuição.

Importa sublinhar que os empréstimos de longo prazo representam a grande maioria dos empréstimos contraídos pela EDP. Por outro lado, a 31 de Dezembro de 2007 mais de 1/3 da dívida do grupo EDP correspondia a créditos não relacionados com empréstimos (fornecedores, Estado, etc.), o que diminui o peso da dívida em termos financeiros.

A EDP Distribuição recorre a financiamento junto da EDP, SA, a qual aplica um *spread* de 0,3 p.p. nos empréstimos de médio e longo prazo, de modo a compensar “os riscos incorridos pela EDP, SA na concessão de crédito à EDP Distribuição”. Registe-se que na prática a EDP Distribuição tem apresentado assim um custo médio de financiamento marcadamente superior a empresas do sector eléctrico em Portugal de dimensão semelhante ou menor, tais como a REN e a EDA.

**Quadro 4-15 - Taxa média percentual de financiamento da EDP Distribuição ocorrida e prevista e taxas euribor**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Euribor 3 meses	3,1%	4,3%				
REN	3,3%	4,4%				
Grupo EDP	3,9%	4,7%				
EDP Distribuição	4,2%	5,0%	5,9%	5,5%	5,4%	5,2%

Fonte: EDP Distribuição, REN, Reuters, estimativa ERSE para Grupo EDP

Nota: Os valores da EDP Distribuição de 2008 a 2011 são previstos pela empresa

O Quadro 4-15 mostra igualmente que o *downgrade* do *rating* do grupo EDP não impediu que as diferenças entre as taxas euribor a 6 meses e o custo de custo financiamento da EDP tenham diminuído entre 2006 e 2007, passando de 0,9 p.p para 0,6 p.p. .

**DEFINIÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL ALHEIO**

Por se considerar que os consumidores de energia eléctrica não podem ser prejudicados pelas políticas de financiamento internas e externas do grupo EDP, SA, define-se o prémio de risco da dívida da EDP Distribuição no intervalo compreendido entre 0,75 p.p. e 1 p.p..

O impacte deste valor no custo de capital alheio é apresentado no quadro seguinte, tendo em conta a definição de um valor de referência para a taxa de juro real sem risco, ou os valores médios dos indexantes para activos sem risco, os *Bund* a 10 anos ou as *OT* a 10 anos. Deste modo, o intervalo de valores para o *spread* está em linha com o verificado no passado recente e permite que a remuneração do capital alheio coincida com os valores previstos pela própria EDP Distribuição para o custo médio de financiamento no próximo período regulatório, observáveis no Quadro 4-16.

**Quadro 4-16 - Custo do capital alheio**

		Taxa de juro sem risco fixa		Média Bund a 10 anos		Média das OT a 10 anos	
		Mínimo	Máximo				
Taxa de variação de preços estimada	A	2,50%	2,50%				
Taxa de juro real sem risco	B	1,50%	2,00%				
Taxa de juro nominal sem risco	$C=(1+A) \times (1+B) - 1$	4,04%	4,55%	4,19%	4,19%	4,55%	4,55%
Prémio de dívida	D	0,75%	1,00%	0,75%	1,00%	0,75%	1,00%
Custo da dívida	$E=C+D$	4,79%	5,55%	4,94%	5,19%	5,30%	5,55%

### 4.3 CUSTO DE CAPITAL DA EDP DISTRIBUIÇÃO

Finalmente o Quadro 4-17 apresenta os valores propostos pela ERSE para o custo de capital antes de impostos, tendo em conta a consideração da taxa de inflação como indexante e um valor fixo para taxa de juro real sem risco, bem como a consideração da rendibilidade média anual dos *Bund* a 10 anos e das *OT* a 10 anos como indexantes para a taxa de juro nominal sem risco como indexante. Verifica-se que os valores médios obtidos situam-se entre 8% (média dos *Bund* a 10 anos) e 8,4% (média das *OT* a 10 anos).

**Quadro 4-17 - Valores apurados para o custo de capital da EDP Distribuição**

		Taxa de juro sem risco fixa		Indexação Bund a 10 anos		Indexação OT a 10 anos	
Taxa de inflação prevista (variável)	A	2,50%	2,50%				
Taxa de juro real sem risco	B	1,50%	2,00%				
Taxa de juro nominal sem risco	$C=(1+A) \times (1+B) - 1$	4,04%	4,55%	4,19%	4,19%	4,55%	4,55%
Prémio de dívida	D	0,75%	1,00%	0,75%	1,00%	0,75%	1,00%
Custo da dívida antes de impostos	$E=C+D$	4,79%	5,55%	4,94%	5,19%	5,30%	5,55%
Custo da dívida depois de impostos	$F=E \times (1-L)$	3,52%	4,08%	3,63%	3,81%	3,89%	4,08%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	G	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Prémio de risco do capital próprio	H	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%
Beta do capital próprio	I	0,90	0,98	0,90	0,98	0,90	0,98
Custo do capital próprio depois de impostos	$J=C+(H \times I)$	7,19%	8,97%	7,35%	8,61%	7,70%	8,97%
Custo do capital próprio antes de impostos	$K=J/(1-L)$	9,79%	12,21%	9,99%	11,72%	10,48%	12,20%
Taxa de imposto	L	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
Custo de capital antes de impostos	$M=(E \times G)+(K \times [1-G])$	7,34%	8,95%	7,52%	8,52%	7,94%	8,94%

## 5 CUSTO CAPITAL DAS ACTIVIDADES REGULADAS DA REN, SA

Neste capítulo determina-se o custo de capital médio ponderado antes de impostos das actividades reguladas da REN, SA, sociedade que detém os activos de transporte de energia eléctrica em muita alta tensão, do grupo REN, SGPS. Os considerandos relativos aos parâmetros necessários à determinação do custo de capital no quadro teórico do método CAPM, para a definição do custo de capital próprio, e dos postulados de Modigliani e Miller, na definição do custo de capital médio ponderado foram apresentados nos capítulos anteriores.

### 5.1 CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

O quadro seguinte mostra que no grupo REN, SGPS, ao contrário do que se verifica no grupo EDP, SA a participação de investidores estrangeiros é muito pequena. Deste modo, a problemática do mercado financeiro relevante, exposta no caso do grupo EDP, SA não é tão premente.

**Quadro 5-1 - Estrutura accionista da REN, SGPS a 28/04/2008**

Estado Português (indirectamente) Parpública - participações públicas (SGPS), S.A.	31,0%
Estado Português (indirectamente) Caixa Geral de Depósitos, S.A.	20,0%
<b>Controlo total accionista Estado</b>	<b>51,0%</b>
EDP - Electricidade de Portugal, S.A.	5,0%
Logoenergia	7,3%
Gestmin	5,1%
Oliren	5,0%
REE	5,0%
Free Float	21,6%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: REN

#### 5.1.1 RISCO SISTEMÁTICO DA ACTIVIDADE (BETA CAPITAL PRÓPRIO)

A metodologia CAPM utilizada obriga à determinação do risco sistemático das actividades reguladas da REN, SA.

Contudo, no contexto da teoria da carteira eficiente o risco sistemático de um activo é definido tendo em conta a evolução da sua remuneração face ao mercado. As actividades da REN, SGPS para as quais se define o custo de capital neste documento não são cotadas em bolsa. Mas, ao contrário dos anteriores períodos regulatórios, o grupo REN está cotado na bolsa nacional, desde meados de 2007.

Assim, a metodologia *bottom-up* aplicada no caso da EDP Distribuição pode igualmente ser aplicado no presente caso. O enquadramento teórico desta metodologia é efectuado no capítulo 4.1.1.

O risco sistemático de um título comparativamente ao resto do mercado é medido pelo seu beta. Devido a vários factores, pode-se verificar alguma instabilidade do valor dos betas apurados ao longo do tempo, tendo tendência para se verificar reversão à média.

A REN, SGPS está apenas cotada há cerca de 1 ano, sendo que a estabilidade verificada no beta do grupo EDP ao longo do tempo não pode ser extrapolada no caso do grupo REN. A opção tomada para ultrapassar este *handicap* consiste em ajustar o beta. Porém, existem algumas dificuldades de ordem metodológica na aplicação da metodologia de Blume<sup>44</sup> (1971), ou da metodologia de Vasicek<sup>45</sup>, que se baseiam no valor médio do beta para empresas do sector (tendo em conta que a REN encontra-se actualmente em dois sectores distintos). Optou-se por considerar o ajustamento de Blume proposto pela Bloomberg, que aplica um coeficiente de 2/3 ao beta apurado, ao qual é somado 1/3 (pressupondo-se que existe uma aproximação ao valor médio, 1, do mercado). Esta metodologia, embora seja discricionária, tem a vantagem de ser de fácil aplicação.

Assim, como no caso da EDP Distribuição, a definição do beta do capital próprio das actividades reguladas do sector eléctrico da REN seguirá os seguintes passos:

- Definição do beta do capital próprio da REN, SGPS (grupo REN);
- Definição do beta do activo da REN, SGPS;
- Desagregação do beta do activo da REN, SGPS pelas suas diferentes actividades, consoante o seu peso no valor da empresa e o risco de negócio da REN no seu todo;
- Definição do beta do capital próprio das actividades reguladas do sector eléctrico da REN, SGPS (integradas na REN, SA), com base no beta do activo, definido no ponto anterior, e a sua estrutura de capital.

---

<sup>44</sup> Blume, M.E., 1971, "On the assessment of risk", Journal of Finance 26, p1-10

<sup>45</sup> Vacicek, O.A., 1973, "A note on using cross-sectional information in bayesian estimation of security betas" Journal of finance 28, p 1233-1239

## 5.1.1.1 BETA DO CAPITAL PRÓPRIO DA REN, SGPS

**METODOLOGIA EMPREGUE**

A apresentação da metodologia no cálculo do beta da REN, SGPS com base na sua cotação de mercado empregue é efectuada no ponto 4.1. No presente caso o valor apurado desse modo, conhecido em inglês como “*raw beta*” é ajustado através do método proposto pela Bloomberg:

$$\beta_{ajus} = \frac{2}{3} \times \beta_{raw} + \frac{1}{3} \quad (15)$$

O beta foi calculado com base no valores diário observado entre Julho de 2007 e final de Maio de 2008, recorrendo a mesma metodologia utilizada para o grupo EDP. Apesar de se utilizarem valores diários não foi detectado auto-correlação dos resíduos, tendo-se contudo detectado heteroscedasticidade. Por este motivo, o nível de significância resulta da aplicação da matriz de covariância de *White*. Registe-se igualmente que os testes de Wald às restrições do *market model* aceitam as hipóteses nulas.

O quadro seguinte apresenta os resultados apurados. Observa-se que o nível de significância do beta do grupo REN é muito inferior ao apurado para o grupo EDP, o que também pode justificar o ajustamento do beta.

**Quadro 5-2 - Beta do capital próprio do grupo REN**

Beta capital próprio grupo REN	0,67 <i>t</i> (4,63)
Beta capital próprio grupo REN ajustado	0,78

Fonte: ERSE

## 5.1.1.2 BETA DO ACTIVO DA REN, SA

Como para a EDP Distribuição recorre-se à metodologia *bottom-up*, para se aferir o contributo de cada actividade para o risco de negócio da empresa. De modo a individualizar o risco de negócio do risco financeiro (ver capítulo 4.1.1) e desagregá-lo pelas diferentes áreas de negócio da REN, SGPS, determina-se em primeiro lugar o beta do activo da REN, SGPS.

**BETA DO ACTIVO DA REN**

À semelhança da EDP, calculou-se o beta do activo do grupo REN considerando-se:

- Retornos constantes e limitados;

- Retornos esperados não constantes e que o risco da dívida seja nulo ou quase nulo, com base na formulação de Miles-Ezzel.

De seguida apresentam-se os parâmetros utilizados no cálculo do beta do activo:

- O grau de alavancagem considerado foi a que respeita às últimas contas anuais publicadas relativas a 2007. Registe-se que também se efectuaram simulações com base nas contas semestrais. Contudo, o valor de mercado do capital próprio diminui bastante até ao final do primeiro semestre de 2008 tornando a estrutura de capital da REN bastante alavancada devido à evolução do mercado bolsista. Deste modo, não foram consideradas as contas do 1º semestre de 2008.
- O valor da dívida líquida a 31 de Dezembro de 2007 é de 2,14 mil milhões de euros.
- O valor de mercado do capital próprio da REN a 31 de Dezembro de 2007 corresponde a 1,93 mil milhões de euros.
- A taxa de juro sem risco considerada é de 2%.
- A taxa de imposto considerada é a taxa máxima de imposto efectiva, de 26,5%.

O quadro que se segue apresenta os resultados obtidos.

**Quadro 5-3 - Beta activo grupo REN**

	Mercado nacional com retorno constante	Mercado nacional sem retorno constante
Beta capital próprio REN (ajustado)	0,78	0,78
Beta activo REN (retirado efeito estrutura do capital)	0,43	0,37

Fonte: ERSE

Por uma questão de coerência metodológica com o definido para o grupo EDP, aceita-se como beta do activo do grupo REN, 0,43 e, conseqüentemente, a existência de retornos constantes.

#### **DESAGREGAÇÃO DO BETA DO ACTIVO DO GRUPO REN**

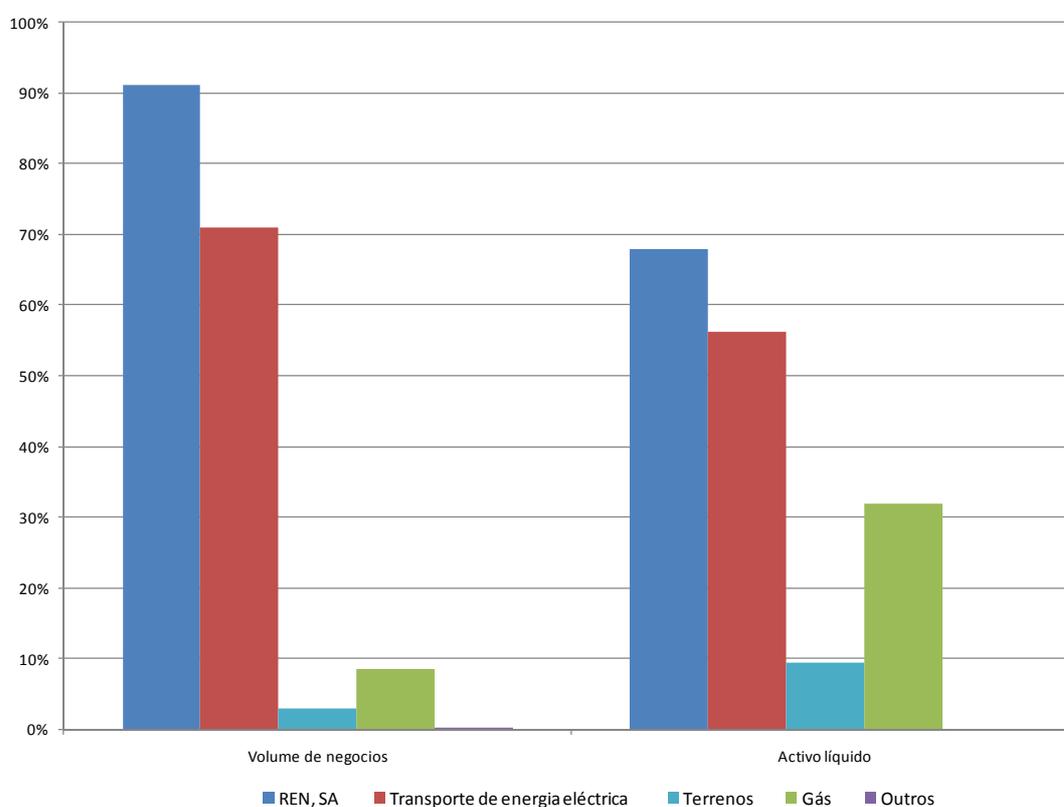
As duas principais áreas de negócio<sup>46</sup> do grupo REN são o transporte de energia eléctrica em alta tensão e, desde 2006, o transporte de gás natural em alta pressão, bem como o armazenamento subterrâneo

<sup>46</sup> As restantes áreas de negócio, nomeadamente as telecomunicações, são residuais.

de gás natural e a recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito em terminais de GNL. Porém, o activo da REN incorpora igualmente terrenos afectos a centrais hídricas, cuja remuneração estabelecida pela Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, que alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, está indexada ao IPC. Este facto deverá ser tido em conta aquando da definição da beta do activo das actividades reguladas da REN.

A Figura 5-1 mostra que grande parte do activo da área de negócio do sector eléctrico está afecto à actividade de transporte de energia eléctrica, sendo que o remanescente diz respeito aos terrenos das centrais hídricas. Assim, cerca de 9% do activo do grupo REN corresponde a terrenos, 56% ao transporte de energia eléctrica e o remanescente, 31%, às actividades relacionadas com o gás natural.

**Figura 5-1 - Peso das diferentes áreas de negócio no grupo REN**



Fonte: Relatório e Contas REN

Pelos motivos expostos no capítulo 4.1.1, a valorização das diferentes actividades do grupo REN proceder-se-á com base no *book value*. Contudo, reconhece-se que esta possa estar enviesada pelo facto dos activos das duas principais áreas de negócio do grupo terem diferentes graus de maturidade. Este facto poderá explicar o importante peso relativo do gás natural no valor do activo líquido do grupo REN, cerca de 32%, enquanto em 2007 apenas representou 8,5% do volume de vendas.

Porém, as consequências daí decorrentes para a repartição do risco de negócio do grupo REN são mínimas, porque as suas duas principais actividades têm riscos muito próximos: são monopólios naturais (no caso do gás apenas na sua actividade principal, o transporte), de capital intensivo, reguladas e sujeitas a metodologias de regulação semelhantes (com um menor ou maior grau de incentivos, mas com um grande peso da remuneração do imobilizado nos proveitos regulados) e actuam no mesmo mercado. Contudo, as actividades desenvolvidas no sector eléctrico são mais maduras do que as desenvolvidas no sector do gás natural.

A semelhança nas actividades de transporte de gás natural e do sector eléctrico reflectem-se no valor do beta do seu activo. O quadro que segue compara o beta do activo de algumas empresas que desenvolvem a actividade de transporte de energia eléctrica e de gás natural na Europa observando-se que, com excepção da Gaz de France (cuja evolução da cotação poderá ter sido influenciado pelo processo de fusão com a Suez), estas empresas apresentam um beta do activo, retirado o efeito da estrutura de capital, entre 0,4 e 0,5.

**Quadro 5-4 - Beta do activo de empresas do sector**

	Beta activo	Dívida/Capital Próprio	Actividades
Enagás	0,49	41%	Transporte e armazenamento de gás natural em Espanha.
Red Eléctrica de España	0,41	57%	Transporte de energia eléctrica em Espanha, na Bolívia e no Perú, sendo que o transporte em Espanha representa mais de 2/3 do volume de negócio e do activo.
Gaz de France	0,65	29%	Empresa verticalmente integrada na área do gás natural, com 2/3 da actividade em França, 70% do activo e 39% das receitas ligado às infra-estruturas de gás.
National Grid Company	0,39	56%	Empresa ligada ao sector eléctrico e do gás natural, implantada de uma forma quase equitativa nos Estados Unidos (58% das vendas) e no Reino Unido (42% das vendas), com 28% das receitas ligadas ao transporte de energia eléctrica e 36% à distribuição de energia eléctrica e 31% à produção e distribuição de energia eléctrica.
REN (ajustado)	0,43	111%	Empresa ligada ao transporte de energia eléctrica (2/3 do negócio), ao transporte e gestão de infra-estruturas (terminal GNL e armazenamento) de gás natural (1/3 do negócio).

Fonte: ERSE, dados Reuters e relatórios e contas das empresas

No que diz respeito à área de negócio do gás, importa recordar o *benchmark* referido no capítulo 4.1.1 que aponta para um beta do activo das empresas do sector do gás de vários países, nomeadamente Itália, Austrália e Canadá, à volta de 0,31. Contudo, estes são mercados mais maduros do que o mercado ibérico, nomeadamente do que o mercado português. Por outro lado, na definição do custo de capital para as actividades do gás da REN, em Setembro de 2006, o beta do activo implícito neste cálculo foi de 0,58. Todavia, na época o grupo REN ainda não estava cotado. Deste modo, é razoável considerar

que o beta do activo das actividades do gás seja superior ao das actividades do sector eléctrico, à semelhança da diferença apurada entre o beta do activo da Enagás e da REE.

Pelo facto do negócio do gás natural ser bastante jovem quando comparado com o da energia eléctrica, assume-se um valor próximo do apurado há dois anos, fixando-se no intervalo compreendido entre 0,55 e 0,50 o valor do beta do activo das áreas de negócio do gás do grupo REN, em linha com o definido para as actividades do gás da EDP e com o estabelecido para o custo de capital das actividades reguladas do gás natural.

Por outro lado, os terrenos afectos às centrais hídricas correspondem a activos integrados quando a REN foi constituída, cuja remuneração está garantida e indexada à inflação. Deste modo, o risco associado a estes activos é tendencialmente nulo, assumindo-se um beta do activo igual ou inferior a 0,1.

O sistema de equações e de inequações que segue agrupa as restrições consideradas na definição do beta do activo da área de negócio do sector eléctrico:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1} \beta_{Ai} x_i = \beta_{AREN} = 0,43 \\ \beta_{AG} \geq \beta_{AREN} \\ \beta_{AG} \leq 0,55 \\ \beta_{AT} \leq 0,1 \\ \beta_{AE} < \beta_{AG} \end{array} \right. \quad (16)$$

Sendo:

- $\beta_{Ai}$ , o beta do activo da actividade  $i$ ;
- $x_i$ , o peso da actividade  $i$  no valor do Grupo REN;
- $\beta_{AREN}$ , o beta do activo do Grupo REN;
- $\beta_{AE}$ , o beta do activo afecto ao sector eléctrico, com excepção dos terrenos;
- $\beta_{AG}$ , o beta do activo afecto ao sector do gás natural;
- $\beta_{AT}$ , o beta do activo dos terrenos afectos às centrais hidroeléctricas.

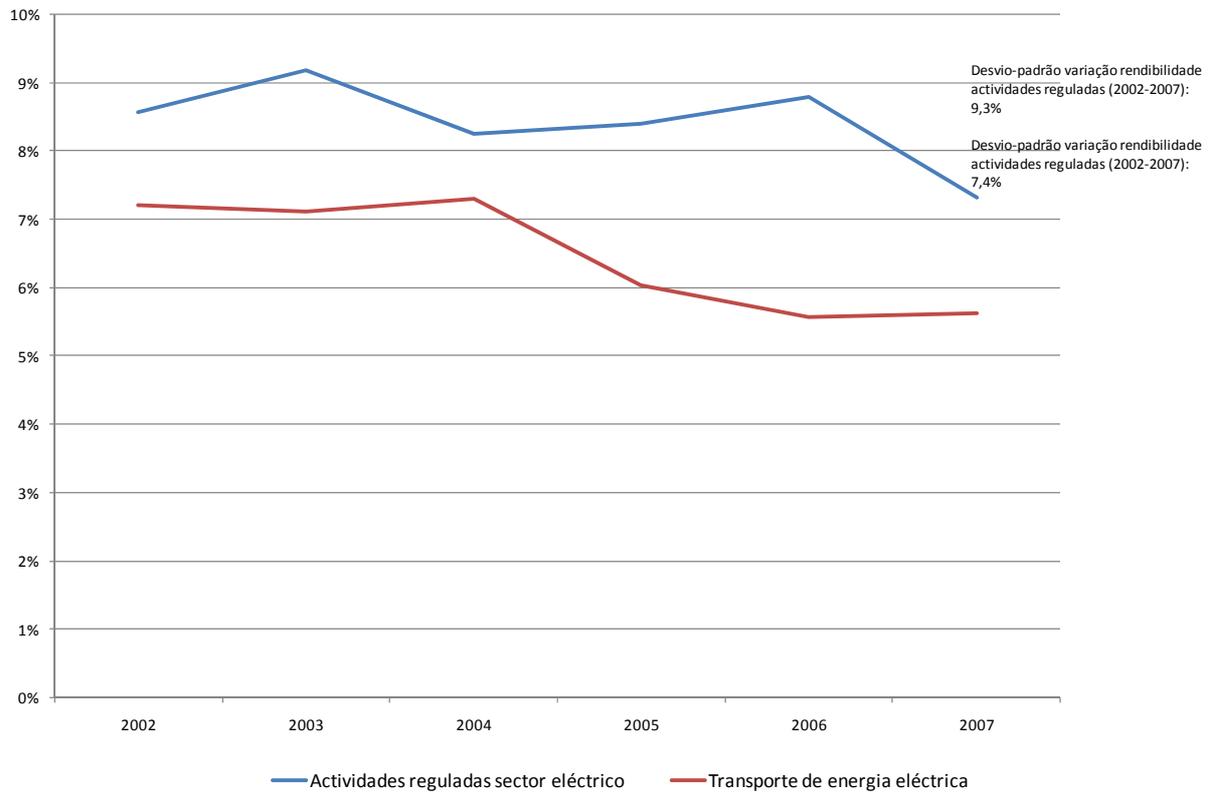
**Quadro 5-5 - Beta do activo da REN, SA**

	Peso no valor da empresa	Beta do activo	
Conjunto das actividades da EDP	100%	0,43	
		Valor mínimo	Valor máximo
Secto eléctrico	58,6%	0,42	0,43
		Valor máximo	Valor mínimo
Sector do gás natural	32,0%	0,55	0,53
Terrenos	9,4%	0,10	0,05
Conjunto actividades fora sector eléctrico	41,4%	0,45	0,42

Fonte: ERSE

Registe-se que o intervalo de valores apurados para as actividades reguladas da REN, SA, entre 0,42 e 0,43, é muito próximo do beta do activo calculado para a Red Eléctrica de España, 0,41. Registe-se igualmente que este intervalo de valores é inferior ao definido para a EDP Distribuição. Este facto justifica-se em grande parte pelo tipo de regulação a que estão sujeitas as duas empresas. A EDP Distribuição está sujeita a uma regulação por incentivos que não lhe garante a remuneração do seu imobilizado à taxa pré-estabelecida, ao contrário da regulação a que está sujeita a REN, SA. Este facto é patente na figura que segue.

**Figura 5-2 - Evolução da rentabilidade operacional do activo das actividades da REN, SA**

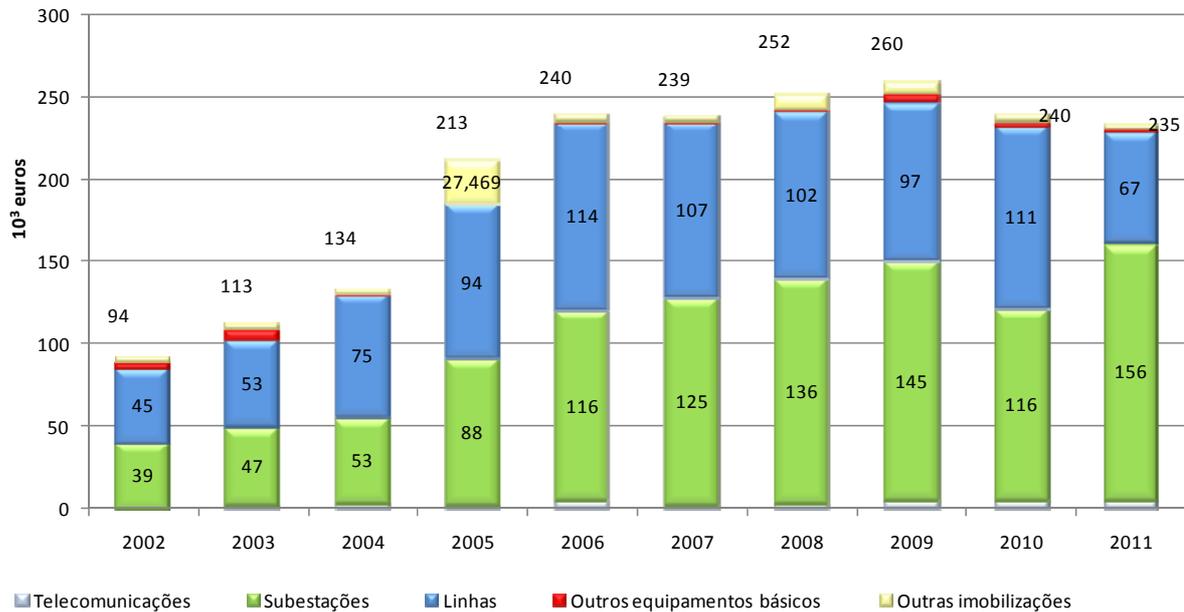


Fonte: ERSE, dados Relatórios e Contas REN

Apesar da rentabilidade das actividades da REN, SA não ser totalmente estável, o desvio-padrão da variação da sua rentabilidade é muito inferior ao da EDP Distribuição, cerca de 9% no primeiro caso, contra 20% no caso da EDP Distribuição.

Este contexto resulta num ambiente propício ao investimento, cuja evolução se pode observar na figura que se segue.

Figura 5-3 - Evolução dos investimentos da REN, SA



#### GRAU DE ENDIVIDAMENTO

No capítulo 2.1 sustentou-se que a estrutura de capital das empresas não altera o seu valor, desde que a solvabilidade não esteja posta em causa, devendo assim aceitar-se a estrutura apresentada pelas empresas na definição do custo de capital. Porém, no caso da REN, SA, a consideração da estrutura de capital disponível à data, referente a 31 de Dezembro de 2007, pode não ser o mais indicado, para a definição do custo de capital para o próximo período regulatório.

O Quadro 5-6 apresenta o balanço a 31/12/07 das actividades da REN, SA reguladas nessa data<sup>47</sup>. Observa-se que a empresa apresenta uma estrutura de capital extremamente alavancada, sendo que nessa data a grande maioria da dívida era de curto prazo.

<sup>47</sup> A partir de Julho de 2007 terminou a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica da REN.

**Quadro 5-6 - Balanço das actividades reguladas da REN, SA a 31/12/07**

Unidade: 10<sup>3</sup> euros

	Balanço das actividades reguladas		
	GGS	Transporte ee	Total
Imobilizado corpóreo e em curso	433 744	1 449 211	1 882 955
Imobilizado incorpóreo	23	53	76
Total imobilizado (líquido de participações)	433 767	1 449 264	1 883 031
Investimentos financeiros			
Circulante	134	755	889
Dívidas de Terceiros	30 154	52 767	82 921
Depósitos bancários e caixa	473	2 645	3 118
Acréscimos e diferimentos	478 088	32 351	510 439
<b>Total</b>	<b>942 616</b>	<b>1 537 782</b>	<b>2 480 398</b>
Capital Próprio	256 394	348 735	605 129
Provisões	8 020	23 311	31 331
Dívidas a terceiros médio e longo prazo	87 890	183 593	271 483
Dívidas a terceiros curto prazo	388 740	828 102	1 216 842
Acréscimos e diferimentos (líquido de participações)	201 572	154 041	157 782
<b>Total</b>	<b>942 616</b>	<b>1 537 782</b>	<b>2 282 567</b>

Fonte: REN, SA

Contudo, durante o mês de Abril de 2008 a REN recebeu 466,2 milhões de euros para amortização do défice tarifário do sector eléctrico apurado à data de 31/12/2007 e relativo ao desvio tarifário ocorrido no período 1999-2003 da remuneração dos terrenos das centrais. Este montante já se encontra reflectido nas contas da REN, SA, contribuindo para diminuir a sua alavancagem financeira. O Quadro 5-7 compara a estrutura de capital da REN, SGPS a 31 de Dezembro de 2007, com a da REN, SA nessa data, bem como a estimada para a REN, SA após o recebimento dos 466,2 milhões de euros.

**Quadro 5-7 - Estrutura de capital da REN, SGPS e das actividades reguladas da REN, SA**

	REN, SGPS a 31/12/2007	Actividades reguladas (Transporte e GGS) a 31/12/2007	Actividades reguladas (Transporte e GGS) estimada para 30/06/2008
Gearing (D/CP)	111%	232%	155%

Fonte: ERSE

No final de 2007, a REN, SA apresentava um rácio dívida/capital próprio muito superior ao do conjunto do grupo, 232%, contra 111%. A integração dos montantes recebidos em Abril de 2008 torna a estrutura de capital da REN, SA mais próxima da estrutura do conjunto do grupo, diminuindo o rácio dívida/capital próprio para 155%<sup>48</sup>.

Neste contexto, a ERSE considera que um rácio entre a dívida e o capital próprio de 155% reflecte melhor a realidade financeira da REN, SA, do que o que se verificava no final de 2007, pelo que será esse o rácio utilizado no cálculo do custo de capital.

Registe-se que a dívida da REN, SA no final de 2007 era principalmente constituída por empréstimos de curto prazo, ao contrário do que recomendam as boas práticas financeiras, face à natureza dos seus activos. Actualmente a REN encontra-se num processo de renegociação da sua dívida, que passará pela substituição de grande parte da dívida de curto prazo por dívida de médio ou longo prazo.

#### BETA DO CAPITAL PRÓPRIO DA REN, SA

O Quadro 5-8 apresenta o intervalo para o beta do capital próprio apurado para a REN, SA, entre 0,90 e 0,92. O beta do capital próprio que incorpora o risco de negócio bem como o risco financeiro é superior ao calculado para o conjunto do grupo devido à forte alavancagem que, mesmo após o recebimento dos 466,2 milhões de euros, caracteriza a REN, SA.

**Quadro 5-8 - Beta do capital próprio da REN, SA**

$\beta$ activo	0,42	0,43
T	26,5%	
D/CP	155%	
$\beta$ capital próprio	0,89	0,93

<sup>48</sup> A estrutura de capital considerada para as actividades reguladas da REN, SA é a da empresa REN, SA, pela dificuldade em diferenciar a estrutura de capital da actividade “terrenos das centrais hídricas” das restantes actividades da REN, SA. Esta dificuldade terá tendência a aumentar com a crescente amortização desses terrenos. Por outro lado, esta consideração levaria igualmente a aumentar o grau de alavancagem da REN, SA de uma forma que se considera desadequada.

5.1.1.3 CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

**CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO REAL**

O Quadro 5-9 mostra que o valor do custo de capital próprio real proposto para o próximo período regulatório é muito superior ao valor considerado nos anteriores períodos regulatórios. Este facto em parte decorre do beta do capital próprio da REN, SA estar aumentado devido ao peso da dívida na estrutura de capital desta empresa ser, actualmente, muito superior à considerada nos restantes períodos regulatórios. Este efeito é anulado na definição do custo de capital médio ponderado, por a dívida estar sujeita à uma remuneração menor do que o capital próprio. Por outro lado, actualmente a REN, SGPS está cotada em bolsa, o que faculta um indicador precioso para a definição do beta das suas actividades reguladas, que não estava disponível nos anteriores períodos regulatórios.

**Quadro 5-9 - Custo do custo do capital próprio real da REN, SA**

	Período regulatório 2009-2011		Período regulatório 2006-2008		Período regulatório transitório 2005	
	Valor mínimo	Valor máximo	Valor mínimo	Valor máximo	Valor mínimo	Valor máximo
Taxa de juro sem risco (1)	1,5%	2,0%	1,5%	2,0%	1,5%	2,0%
Prémio de risco (2)	3,5%	4,5%	3,5%	4,5%	4,3%	5,3%
Beta do capital próprio (3)	0,89	0,93	0,30	0,40	0,35	0,45
Custo de capital próprio real depois de impostos (4)=(1)+(2)*(3)	4,6%	6,2%	2,6%	3,8%	3,0%	4,4%

**CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO NOMINAL**

Como foi referido por diversas vezes neste documento, nomeadamente no ponto 3.2, vive-se actualmente uma situação de instabilidade nos mercados financeiros, que gera dificuldades na definição da taxa de juro sem risco para o médio prazo. Neste sentido, propõe-se como alternativa à fixação de valor fixo para a taxa de juro sem risco nominal para todo o período regulatório, a indexação parcial deste parâmetro à taxa de inflação (fixando apenas o valor da taxa de juro real) ou a indexação integral do parâmetro à evolução da rentabilidade de um activo de longo prazo considerado sem risco.

O quadro que segue apresenta os resultados do custo de capital próprio nominal, caso se siga a taxa de juro sem risco e caso se considere como activos sem risco as rentabilidades verificadas dos *Bund* alemães a 10 anos e das OT a 10 anos.

Quadro 5-10 - Custo do custo do capital próprio nominal da REN, SA

	Taxa de juro sem risco fixa		Rendibilidade média Bund 10 anos Agosto 2007 - Julho 2008		Rendibilidade média OT 10 anos Agosto 2007-Julho 2008	
Taxa nominal sem risco (1)	4,04%	4,55%	4,19%	4,19%	4,55%	4,55%
Prémio de risco (2)	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%
Beta do capital próprio (3)	0,89	0,93	0,89	0,93	0,89	0,93
Custo de capital próprio nominal depois de impostos (4)=(1)+(2)*(3)	7,16%	8,75%	7,31%	8,38%	7,67%	8,74%

## 5.2 CUSTO DE CAPITAL ALHEIO

Na prática, a evolução do custo de capital alheio da REN, SA é igual ao do grupo REN, SGPS.

Tal como no caso da EDP Distribuição, importa avaliar qual a taxa a considerar como custo de capital alheio, a taxa efectiva, ou outra taxa mais consentânea com uma política de financiamento adequada.

Recorda-se que se considera a dívida como uma fonte de financiamento com risco sistemático nulo<sup>49</sup> ou quase nulo, o que não invalida que se considere um prémio de risco, fixo, que incorpore o risco muito reduzido de insolvabilidade de uma empresa como o grupo REN, que está evidenciado no seu *rating*.

### RATING DO GRUPO REN E CUSTO DA DÍVIDA

Como se viu na Figura 4-3 e no Quadro 5-4, o grau de endividamento do grupo REN é superior ao das *utilities* ibéricas e de outras empresas concessionárias do transporte do gás natural ou de energia eléctrica.

Porém, os quadros seguintes mostram que tal não impediu que a REN apresentasse um melhor *rating* do que as suas congéneres ibéricas, com excepção da Red Eléctrica e da Enagás (únicas concessionárias de redes de transporte deste pequeno *benchmark*). A obtenção do *rating* internacional

<sup>49</sup> Em termos dinâmicos, isto é, face à evolução do mercado o risco é quase nulo.

por parte da REN é muito recente, datando de Abril de 2008. Até á data este era facultado pela Companhia Portuguesa de Rating.

**Quadro 5-11 - Comparação dos *rating* das Utilities ibéricas em Junho de 2008**

	S&P	Moody's
EDP	A-	A2
Endesa	A-	A3
Iberdrola	A-	A3
União Fenosa	A-	A3
Red Eléctrica	AA-	
Enagás	AA-	A2
REN	A+	A2

Fonte: Reuters

Na prática a REN tem conseguido financiar-se a um custo muito baixo, com obtenção de um *spread* médio inferior a 0,5% face às taxas euribor, como se pode observar no Quadro 5-12.

**Quadro 5-12 - Taxa média percentual de financiamento da REN e taxas euribor**

	2005	2006	2007
REN	2,4	3,3	4,4
Euribor 3 meses	2,2	3,1	4,3
Euribor 6 meses	2,2	3,0	4,1

Fonte: REN, SA, Reuters

Poder-se-ia então optar por definir um prémio de risco da dívida menor ou igual do que 0,5%, claramente inferior a 0,9%, definido nos anteriores períodos regulatórios para a REN.

Contudo, a instabilidade dos mercados assim o desaconselha. Esta reflecte-se por exemplo no facto de, actualmente, as taxas euribor de curto prazo serem superiores à rendibilidade dos activos sem risco de longo prazo, propostos como indexantes para a taxa de juro nominal sem risco. A Figura 5-4 mostra que a situação actual é totalmente anómala face ao verificado nos últimos 10 anos.

**Figura 5-4 - Evolução das taxas euribor e da rendibilidade das obrigações do tesouro de longo prazo**



Por outro lado, a REN anunciou que está em curso uma operação reestruturação da sua dívida de modo a diminuir o peso dos financiamentos de curto prazo, ajustando a maturidade da dívida à natureza dos activos de longo prazo. Neste contexto, a REN informou a ERSE de que a sua estimativa para os spread de médio e longo prazo se situe no intervalo compreendido entre 0,7 p.p. e 0,86 p.p.. No que diz respeito à sua dívida de curto prazo, a REN informou a ERSE de que em Agosto de 2008 ainda beneficiava de um *spread* em torno de 0,5 p.p. nos seus financiamentos de curto prazo.

Deste modo, propõe-se um intervalo compreendido entre 0,5 p.p. e 0,9 p.p. como prémio de risco da dívida da REN

O impacte deste valor no custo de capital alheio é apresentado no quadro seguinte, tendo em conta a a fixação da taxa de juro sem risco e os valores médios dos indexantes para activos sem risco, os *Bund* alemães a 10 anos ou as OT a 10 anos.

**Quadro 5-13 - Custo do capital alheio**

		Taxa de juro sem risco fixa		Bund a 10 anos valor médio		OT a 10 anos valor médio	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de variação de preços estimada	A	2,50%	2,50%	-		-	
Taxa de juro real sem risco	B	1,50%	2,00%	-		-	
Taxa de juro nominal sem risco	$C=(1+A) \times (1+B) - 1$	4,04%	4,55%	4,19%	4,19%	4,55%	4,55%
Prémio de dívida	D	0,50%	0,90%	0,50%	0,90%	0,50%	0,90%
Custo da dívida	$E=C+D$	4,54%	5,45%	4,69%	5,09%	5,05%	5,45%

### 5.3 CUSTO DE CAPITAL DA REN, SA

O Quadro 5-14 apresenta os valores propostos para o custo de capital antes de impostos das actividades reguladas da REN, SA, tendo em conta a consideração da taxa de inflação como indexante e um valor fixo para a taxa de juro real sem risco, bem como a consideração da rentabilidade média anual dos Bund a 10 anos e das OT a 10 anos como indexantes para a taxa de juro nominal sem risco como indexante. Verifica-se que os valores médios obtidos situam-se entre 7,2 % (média dos Bund a 10 anos) e 7,6% (média das OT a 10 anos).

**Quadro 5-14 - Valores apurados para o custo de capital das actividades reguladas da REN, SA**

		Taxa de juro sem risco fixa		Média Bund a 10 anos		Média das OT a 10 anos	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de inflação prevista (variável)	A	2,50%	2,50%	-		-	
Taxa de juro real sem risco	B	1,50%	2,00%	-		-	
Taxa de juro nominal sem risco	$C=(1+A) \times (1+B) - 1$	4,04%	4,55%	4,19%	4,19%	4,55%	4,55%
Prémio de dívida	D	0,50%	0,90%	0,50%	0,90%	0,50%	0,90%
Custo da dívida antes de impostos	$E=C+D$	4,54%	5,45%	4,69%	5,09%	5,05%	5,45%
Custo da dívida depois de impostos	$F=E \times (1-L)$	3,34%	4,01%	3,45%	3,74%	3,71%	4,00%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	G	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Prémio de risco do capital próprio	H	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%
Beta do capital próprio	I	0,89	0,93	0,89	0,93	0,89	0,93
Custo do capital próprio depois de impostos	$J=C+(H \times I)$	7,16%	8,75%	7,31%	8,38%	7,67%	8,74%
Custo do capital próprio antes de impostos	$K=J/(1-L)$	9,74%	11,90%	9,95%	11,41%	10,43%	11,90%
Taxa de imposto	L	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
Custo de capital antes de impostos	$M=(E \times G)+(K \times [1-G])$	6,58%	7,98%	6,75%	7,57%	7,16%	7,98%

### CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O RISCO REGULATÓRIO

A regulação é um factor que pode influenciar tanto o risco sistemático, como o risco específico das empresas. O risco específico diminui com a diversificação dos investimentos, o risco sistemático não diminui com a diversificação das empresas.

O risco associado à actividade regulatória surgirá quando:

- 1) A aplicação de regras regulatórias não permite às empresas responderem a choques externos.

2) Se verifica imprevisibilidade das acções das entidades reguladoras.

Por exemplo, o impacto de qualquer factor externo não previsto que influencie os custos terá um efeito nulo para a empresa quando esta é regulada por custos aceites (próxima da regulação aplicada até à data à REN, SA), tendo em conta que os custos são directamente transferidos para os consumidores. Pelo contrário, na regulação por preços máximos ou na regulação por proveitos máximos o seu impacto é total, porque as alterações nos custos não são transferidas para os consumidores finais.

Deste modo, o risco inerente à actividade de uma empresa varia conforme o tipo de regulação aplicada e a estabilidade das práticas regulatórias.

No caso presente, as empresas reguladas partilham o facto das metodologias regulatórias aplicadas se terem mantido constantes.

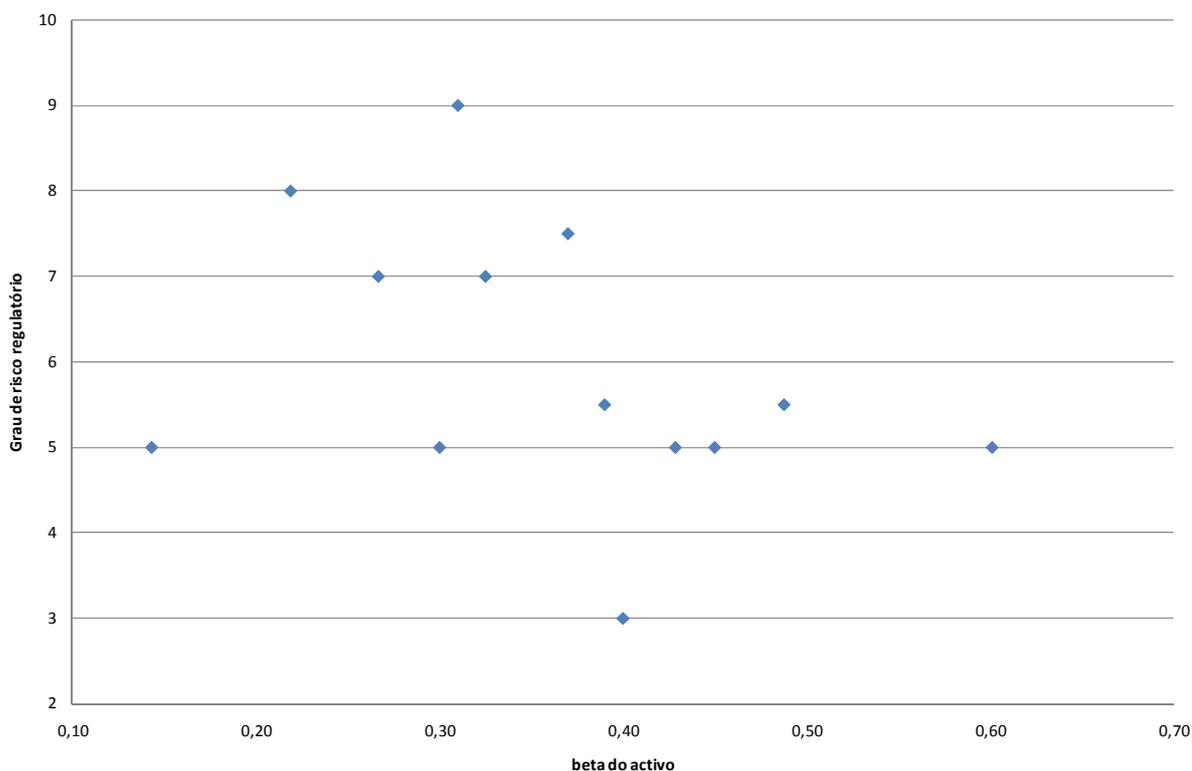
Quanto ao tipo de regulação aplicado, sendo diferente para a EDP Distribuição e a REN, SA, também teve impactos diferentes nestas duas empresas. No presente documento referiu-se que as diferenças apuradas no risco destas empresas decorrem da metodologia regulatória aplicada em cada caso. No primeiro caso, a regulação por incentivos aplicada, semelhante ao tradicional *Price-Cap* com um factor de eficiência, não garante a remuneração do activo. No segundo caso, mesmo após as últimas alterações metodológicas, que impõem metas de eficiência aos custos operacionais, a remuneração do imobilizado está garantida.

A inclusão do risco regulatório na definição do custo de capital das empresas deveria ser uma regra. Contudo, como evidencia a Figura 5-5 não existe qualquer relação entre o beta dos activos das empresas reguladas definidos pelos reguladores na Europa e o risco teórico associado ao tipo de regulação aplicada<sup>50</sup>. A incorporação do risco regulatório não é assim uma regra.

---

<sup>50</sup> Nivelou-se o risco regulatório de cada entidade consoante o tipo de regulação (price cap, revenue cap, custos padrões, etc.) e a metodologia de valorização dos activos em vigor.

Figura 5-5 - Relação beta definido para as empresas reguladas e o risco regulatório



Fonte: ERSE, com base em dados CEER

#### 5.4 CUSTO DE CAPITAL DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA REN

O actual momento da construção do mercado interno de energia na União Europeia tem tornado evidente a necessidade de incentivar o aumento da capacidade das infra-estruturas de redes energéticas por toda a Europa. Os três pilares do modelo energético europeu que se perspectiva para o futuro assentam nos seguintes eixos: segurança de abastecimento, competitividade e sustentabilidade. E todos eles reforçam a importância do investimento em infra-estruturas.

Mais capacidade de transporte na Europa contribuiu favoravelmente para a segurança de abastecimento diminuindo congestionamentos e facilitando a ligação das zonas de produção às zonas de consumo. Do mesmo modo, mais infra-estruturas de rede permite unir e integrar mercados o que, por sua vez, potencia a concorrência e se reflecte em preços de energia mais competitivos em benefício dos consumidores. Por outro lado, a necessidade de promover um desenvolvimento económico sustentado assente em tecnologias de geração de energia menos poluentes, numa lógica de descarbonização da sociedade, exige também mais infra-estruturas de rede.

É neste novo paradigma que se torna fundamental dinamizar novos investimentos nas redes de transporte de energia em toda a Europa. Atenta a estas necessidades, a ERSE considerou justificável

determinar, desde já, o custo de capital antes de impostos, aplicável aos novos investimentos que sejam valorizados a preços de referência, acolhendo assim, o comentário do Conselho Tarifário.

Com efeito, a ERSE apresentou a consulta pública em Junho de 2008 uma proposta de revisão regulamentar que contemplava uma nova metodologia regulatória da qual se destaca a introdução de mecanismos de incentivo ao investimento eficiente, em linha com as melhores práticas europeias. Em muitos países europeus os reguladores têm vindo a adoptar taxas de remuneração distintas para os novos investimentos, quer em função de alteração de modelos regulatórios, quer pela necessidade de estimular o investimento por razões que decorrem da promoção da concorrência, do reforço das interligações transfronteiriças, da segurança de abastecimento e das políticas de investimento em energias renováveis.

É neste quadro que a ERSE introduz no período regulatório 2009-2011 um conjunto de incentivos que tendam a promover uma gestão eficiente. Entre estes, encontra-se o mecanismo de incentivo ao investimento eficiente nas redes de transporte, que se baseia na valorização dos novos equipamentos a integrar nas redes através de preços de referência.

Embora a definição dos preços de referência esteja ainda dependente do estudo relativo aos custos de investimento praticados pela REN, que será promovido pela ERSE e realizado por uma entidade externa, o novo mecanismo de incentivo será aplicado ao longo de todo o período regulatório.

No actual contexto, as crescentes preocupações associadas às questões ambientais que se materializam em maiores dificuldades à concretização de investimentos, têm vindo a aumentar o risco da envolvente da actividade da REN. Os impactes deste contexto no agravamento dos custos de investimento em equipamentos da Rede Nacional de Transporte poderão não estar contemplados nos proveitos permitidos da empresa, quando a regulação é baseada na definição de preços de referência.

Este tipo de risco não é novo. A sociedade tem vindo a demonstrar uma maior sensibilidade e uma menor aceitação a todo o tipo de investimentos que sejam percebidos como podendo afectar a qualidade de vida das populações, nomeadamente no que diz respeito ao ambiente e ao ordenamento do território. Por outro lado, os decisores políticos têm vindo a contemplar estas preocupações com maior acuidade na produção legislativa. Os investimentos que a REN realiza, designadamente os investimentos em linhas de alta tensão, têm vindo, justamente, a ser alvo deste tipo de preocupações. Grande parte das dificuldades mencionadas traduzem-se, naturalmente, em custos acrescidos para o operador da rede de transporte, quer na vertente investimento quer na vertente administrativa.

Para além do efeito directo no aumento do risco sistemático da REN, que deverá ser contemplado no custo de capital, a implementação da nova metodologia potencia a geração de ganhos para o sector eléctrico que a ERSE considera adequado partilhar entre os consumidores e a REN. É entendimento da ERSE que os ganhos gerados se materializem na redução dos custos dos futuros investimentos face ao

nível dos actuais custos de investimentos. Com efeito, importa repercutir no custo de capital a parcela de benefícios a que corresponde um prémio para os ganhos de eficiência da REN.

Na definição do custo de capital a aplicar aos novos investimentos, a ERSE ponderou os princípios atrás enunciados, que sustentam a fixação de um prémio para os novos investimentos superior àquele que irá vigorar para os investimentos em exploração, reconhecendo-se desta forma o incentivo para uma gestão mais eficiente e uma economia de custos a favor do sector eléctrico, com repercussões directas na redução da factura dos consumidores.

Deste modo, o custo de capital, antes de impostos, para os investimentos valorizados a preços de referência, a vigorar ao longo do período regulatório 2009-2011, é calculado pela adição de 450 pontos base à taxa das OT a 10 anos, determinada de acordo com o estabelecido para o custo de capital das actividades do transporte e da distribuição. Assim, para 2009, o custo de capital é fixado em 9,05%.



## 6 VALORES FINAIS DO CUSTO DE CAPITAL E DEFINIÇÃO DESTE PARÂMETRO AO LONGO DO PERÍODO REGULATÓRIO

### OPÇÕES TOMADAS FACE À ACTUAL CONJUNTURA

A metodologia de definição dos custos de capital aplicada está assente na definição de parâmetros que se consideram adequados para o funcionamento normal dos mercados. Contudo, a situação de ruptura em que se encontram os mercados financeiros dificulta que sejam fixados valores para um período de três anos para variáveis financeiras que são independentes das empresas, nomeadamente para a taxa de juro nominal sem risco. Considera-se que se deverá aplicar uma regulação transparente e sensível à evolução da conjuntura financeira internacional, aspecto que poderá contribuir para conferir maior confiança à opção regulatória. Neste contexto, optou-se para o período regulatório 2009-2011 pela indexação da taxa de juro nominal sem risco à rendibilidade observada de activos sem risco de longo prazo. Esta opção defensiva permite partilhar o risco financeiro entre consumidores e empresas reguladas, facilitando a decisão de investimento no actual clima de incerteza. Ao contrário da fixação do custo de capital para todo o período regulatório, a sua indexação à rendibilidade de um activo sem risco permite que o custo de capital evolua na componente relativa ao custo do capital alheio, permitindo assim assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Por forma a tratar por igual as empresas face a um factor que lhes é exógeno, a indexação do custo de capital à rendibilidade de um activo sem risco efectua-se tanto para as actividades reguladas da REN, SA, como para a EDP Distribuição.

A indexação do custo de capital à evolução da rendibilidade de um activo sem risco obrigará à revisão anual do custo de capital. Numa primeira abordagem pareceria incompatível a revisão anual da taxa do custo de capital e a metodologia de definição dos proveitos do tipo IPC-X (apelidada de *Price Cap*) aplicada à actividade regulada da EDP Distribuição.

Porém, no caso presente o factor X não será alterado para todo o período de regulação, tal como também não serão alterados os pressupostos para os custos operacionais e para os investimentos, pelo que as empresas continuam a não ter garantido que o activo seja remunerado à taxa definida caso não atinjam as metas de eficiência pré-estabelecidas. O incentivo económico subjacente à regulação aplicada à EDP Distribuição não é por conseguinte alterado. As alterações aos proveitos permitidos decorrentes da evolução do custo de capital ao longo do período regulatório serão integradas no factor “Z” da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica do artigo 82.º do Regulamento Tarifário.

Os activos sem risco considerados como indexantes são as Obrigações de Tesouro a 10 anos, tendo em conta que, num maior ou menor grau, o mercado financeiro relevante do ponto de vista do accionista, tanto no caso do Grupo EDP, como do grupo REN, é o mercado nacional.

Por uma questão de fácil aplicação, por um lado, e, por outro lado, considerando a relativa pouca liquidez das Obrigações do Tesouro, a rentabilidade anual das Obrigações de Tesouro a considerar na definição anual dos proveitos permitidos das empresas será calculada anualmente com base na média aritmética dos últimos doze meses, terminados no mês de Agosto, inclusive, antes da publicação das tarifas, das rentabilidades diárias das Obrigações de Tesouro com maturidade (prazos residuais) de 10 anos. Esta informação é disponibilizada pelo Banco de Portugal no seu sítio de internet<sup>51</sup>.

Para 2009 o custo de capital das actividades reguladas da EDP Distribuição é de 8,55%.

**Quadro 6-1 - Custo de capital da EDP Distribuição, para 2009**

Taxa de juro nominal sem risco	A	4,55%	4,55%
Prémio de dívida	B	0,75%	1,00%
Custo da dívida antes de impostos	$C=A+B$	5,30%	5,55%
Custo da dívida depois de impostos	$D=Cx(1-J)$	3,89%	4,08%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	E	0,49	0,49
Prémio de risco do capital próprio	F	3,50%	4,50%
Beta do capital próprio	G	0,90	0,98
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(FxG)$	7,70%	8,97%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	10,48%	12,20%
Taxa de imposto	J	26,50%	26,50%
Custo de capital antes de impostos	$L=(CxE)+(I[1-E])$	7,94%	8,94%
Custo de capital antes de impostos	Valo definido	8,55%	

No caso da REN, SA, o custo de capital é diferenciado consoante diga respeito aos novos investimentos valorizados a preços de referência ou ao restante imobilizado. Neste caso, o custo de capital para 2009 é de 7,55%, como mostra o quadro que se segue.

<sup>51</sup> Caso até ao final do mês de Setembro anterior à proposta de tarifas estes dados ainda não estejam disponíveis no sítio de internet do Banco de Portugal, serão utilizados os dados publicados pela MTS Portugal.

**Quadro 6-2 - Custo de capital actividades reguladas REN, SA para 2009**

Taxa de juro nominal sem risco	A	4,55%	4,55%
Prémio de dívida	B	0,50%	0,90%
Custo da dívida antes de impostos	$C=A+B$	5,05%	5,45%
Custo da dívida depois de impostos	$D=Cx(1-J)$	3,71%	4,00%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	E	0,61	0,61
Prémio de risco do capital próprio	F	3,50%	4,50%
Beta do capital próprio	G	0,89	0,93
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(FxG)$	7,67%	8,74%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	10,43%	11,90%
Taxa de imposto	J	26,50%	26,50%
Custo de capital antes de impostos	$L=(CxE)+(Ix[1-E])$	7,16%	7,98%
Custo de capital antes de impostos	Valo definido	7,55%	

No caso dos investimentos que entrarem em exploração em 2009, valorizados a preços de referência, a taxa de rentabilidade das OT a 10 anos, são acrescentados 450 pontos base, sendo o custo de capital 9,05%.

Para os anos posteriores do período de regulação, os custos de capital serão definidos do seguinte modo:

- No caso da actividade regulada da EDP Distribuição, a rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano  $t-2$  e 31 de Agosto do ano  $t-1$ , acrescida de 400 pontos base.
- No caso da actividade regulada da REN, excluindo os novos investimentos valorizados a preços de referência, a rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano  $t-2$  e 31 de Agosto do ano  $t-1$ , acrescida de 300 pontos base.
- Para os novos investimentos da REN valorizados a preços de referência, a rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano  $t-2$  e 31 de Agosto do ano  $t-1$ , acrescida 450 pontos base.
- A rendibilidade das Obrigações de Tesouro a considerar será calculada anualmente com base na média aritmética dos últimos doze meses, terminados no mês de Agosto, inclusive, antes da publicação das tarifas, das rendibilidades diárias das Obrigações de Tesouro com maturidade (prazos residuais) de 10 anos. Esta informação é disponibilizada pelo Banco de Portugal no seu sítio de internet<sup>52</sup>

<sup>52</sup> Caso até ao final do mês de Setembro anterior à proposta de tarifas estes dados ainda não estejam disponíveis no sítio de internet do Banco de Portugal, serão utilizados os dados publicados pela MTS Portugal.



## 7 ACTIVIDADES REGULADAS DA EDA E DA EEM

Até à data nas actividades reguladas dos sectores eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira têm sido aplicadas taxas de remuneração dos activos semelhantes às definidas para as actividades reguladas em Portugal continental. Assim, tanto para a Região Autónoma da Madeira (RAM) como a dos Açores, a taxa aplicada à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) foi equiparada à taxa aplicada às actividades reguladas da REN, SA e a taxa aplicada às restantes actividades (Distribuição de Energia Eléctrica, DEE; e Comercialização de Energia Eléctrica, CEE) foi equiparada à taxa aplicada às actividades reguladas da EDP Distribuição.

Contudo, existem diferenças entre as actividades reguladas no continente e nas regiões autónomas, que poderiam sugerir um tratamento diferenciado destas duas realidades. Estas diferenças prendem-se mais com razões de ordem estrutural, do que de natureza das actividades, com excepção da actividade de AGS<sup>53</sup> equiparada ao transporte de energia eléctrica e à gestão do sistema no continente. A dimensão dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas (RA), bem como o seu carácter ultraperiférico e isolado, são importantes condicionantes para o exercício das actividades reguladas dos sectores eléctricos nas RA, que não se verificam em Portugal continental. Para além das condicionantes geográficas, a forte presença dos Governos das Regiões Autónomas, enquanto proprietários, total ou parcialmente, das empresas do sector eléctrico das RA é outro factor em comum aos sectores eléctricos das RA e que os diferencia do sector eléctrico do Continente.

Estas diferenças poderiam ter reflexos nos factores que determinam o custo de capital e que são endógenos<sup>54</sup> às empresas, como sejam os riscos financeiros e de negócio, assim como a estrutura de capital das empresas.

De seguida, efectuar-se-á uma breve apresentação destes factores.

### RISCO DA ACTIVIDADE

Apesar das condicionantes estruturais já referidas, as actividades desenvolvidas pela EDA e EEM desenrolam-se de modo semelhante às suas congéneres continentais. A EDA e a EEM estão integradas em empresas verticalmente integradas e monopolistas, com parte ou todo o seu capital detido pelo Estado. Deste modo, o risco decorrente de pressões competitivas é nulo.

---

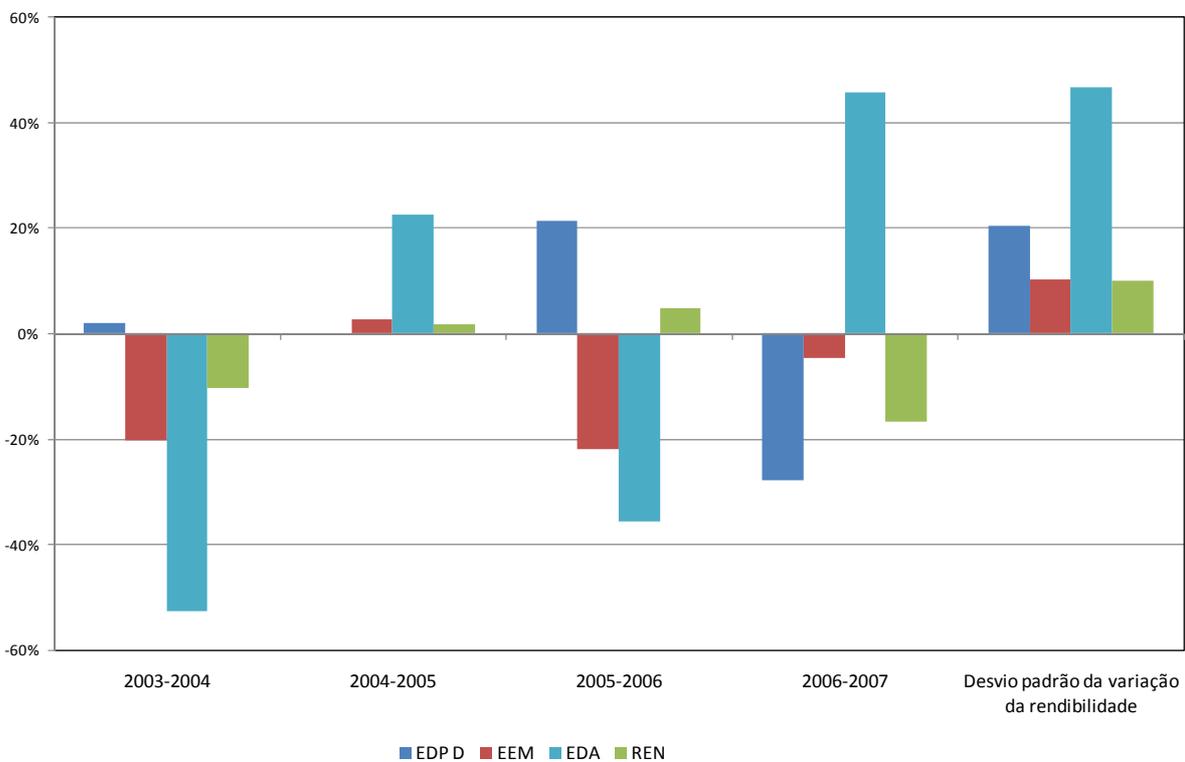
<sup>53</sup> A actividade de AGS nas RA corresponde principalmente a produção de energia eléctrica, sendo que o peso do transporte de energia eléctrica é residual ou nulo.

<sup>54</sup> Isto é, que não estejam relacionados com as características dos mercados financeiros em que se inserem, como são a taxa de juro sem risco e o prémio de risco esperado de mercado.

Por outro lado, tal como no Continente, desde 2003 os sectores eléctricos são regulados, tendo-lhes sido aplicado o mesmo tipo de regulação desde esta data, a qual deve garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Estes são factores de estabilidade que se repercutem na volatilidade da rendibilidade das empresas, como o mostra a Figura 7-1. Esta figura apresenta a variação anual da rendibilidade operacional da EEM, da EDA, da EDP Distribuição e da REN, desde 2003, ano em que pela primeira vez a EEM e a EDA foram submetidas à regulação económica.

**Figura 7-1 Variação anual da rendibilidade operacional da EEM, EDA e EDP Distribuição**



Fonte: ERSE, dados empresas

Observa-se que a rendibilidade do investimento da EEM apresenta uma volatilidade muito semelhante a da REN, com um desvio-padrão da rendibilidade a volta da 10% em ambos os casos. Por seu lado, a EDA apresenta um desvio-padrão da rendibilidade cerca do dobro, muito superior ao destas empresas e cerca do dobro do apresentado pela EDPD, isto é, mais de 40%. Assim, configura-se superior o risco de negócio da EDA do que o da EEM. Contudo, o período analisado é demasiado curto para se poder, com certeza, assumir que o nível de risco da EEM se assemelha ao da REN, SA ou que o da EDA seja significadamente mais elevado do que o da EDP Distribuição

**ESTRUTURA DE CAPITAL**

O Quadro 7-1 apresenta a estrutura de capital da EDA e da EEM em 2007.

**Quadro 7-1 – Estrutura de capital da EDA e da EEM em 2007**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	EDA	EEM
Imobilizado líquido	438 398	334 054
Disponibilidades e dívidas terceiros	15 315	125 397
Activo	516 845	558 697
Capital+reservas+Resultados Transitados	95 344	105 331
Resultados líquidos	11 274	4 558
Total Capital Próprio	106 618	109 888
Empréstimos	273 787	318 401
Fornecedores cc	13 661	36 146
Outros	122 780	94 261
Passivo	410 228	448 809
Dívida líquida /capital próprio	255%	209%

Fonte: Relatório e contas empresa

A estrutura de capital da EDA e da EEM é extremamente alavancada. Contudo, como se verá, a grande “alavancagem” da EDA e da EEM não se repercute num custo de financiamento substancialmente mais elevado do que o verificado nas empresas do sector eléctrico do Continente. Recorde-se que uma estrutura de capital mais endividada diminuirá o valor do custo de capital, desde que o risco de solvabilidade não seja posto em causa, sendo que este está reflectido no *rating* financeiro da empresa e, conseqüentemente, no seu custo de financiamento.

**RISCO FINANCEIRO**

Comparando o custo médio de financiamento das empresas das RA com o das principais empresas dos sectores eléctrico do Continente, o Quadro 7-2 mostra que o forte endividamento das empresas das RA não se tem reflectido no seu custo de financiamento. O facto dos Governos Regionais serem accionistas maioritários (no caso da EDA) ou deterem a totalidade do capital (no caso da EEM) destas empresas poderá justificar este aparente paradoxo.

**Quadro 7-2 – Custo médio de financiamento das empresas das RA e das principais empresas do sector eléctrico do Continente**

	2006	2007
Euribor 3 meses	3,1%	4,3%
REN	3,3%	4,4%
EDA	3,5%	4,6%
EEM	4,3%	5,3%
Grupo EDP	3,9%	4,7%
EDP Distribuição	4,2%	5,0%

Fonte: Estimativa ERSE, com base em relatório e contas empresas, Banco de Portugal

Assim, observa-se que, apesar do seu grau de endividamento, a EDA tem conseguido que o seu custo médio de financiamento (0,4% e 0,3% acima da euribor em 2006 e 2007) tenha estado em linha com as principais empresas do sector eléctrico do Continente, tendo sido, inclusive, inferior ao do Grupo EDP. No caso da EEM, o custo médio de financiamento tem sido globalmente superior ao das empresas apresentadas no Quadro 7-2, embora apenas ligeiramente superior ao da EDP Distribuição.

Actualmente, a EEM beneficia de um *rating* de A<sub>1</sub>, atribuído pela Moody's,. Por seu lado, a EDA aguarda para a primeira quinzena de Outubro de 2008 a comunicação da Moody's para o valor do seu *spread*, que terá em conta, entre outros factores, com a estrutura de capital da EDA, que se recorda é mais alavancada do que a da EEM. *Ratings* da dívida entre A<sub>1</sub> e A<sub>3</sub> têm regra geral subjacentes *spreads* que rondarão 1,1 % / 1,2 % para as *Utilities* nos empréstimos de médio prazo e 0,9% para os empréstimos de curto prazo. Estes *spreads* são claramente superiores ao implícito nos valores observados dos custos de financiamento, nomeadamente no caso da EDA.

#### CONSIDERAÇÕES FINAIS

Do exposto, nada configura que as evidentes particularidades das empresas dos sectores eléctricos das Regiões Autónomas tenham um grande reflexo no seu risco de negócio.

Estas empresas, ainda que participadas pelos respectivos Governos Regionais (sendo mesmo, no caso da EEM detida a 100%), desenvolvem as suas actividades tendo por base concessões de exploração atribuídas pelos Governos Regionais que lhes conferem direitos e deveres, de que se destaca a necessidade de operarem a concessão assegurando o seu equilíbrio económico e financeiro.

Por outro lado, compete à ERSE, desde 2002, data em que as suas competências de regulação foram estendidas às Regiões Autónomas, garantir a manutenção do equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas nelas situadas, no âmbito de uma gestão equilibrada.

A extensão da regulação às Regiões Autónomas e a manutenção do princípio da uniformidade tarifária em todo o território nacional, justificou a instituição pela ERSE do princípio da convergência tarifária

entre as Regiões Autónomas e o Continente, objectivo que se encontra atingido, salvo situações muito particulares, não relevantes.

Apesar deste objectivo estar conseguido, ele tem que ser mantido, o que passa por dizer que a convergência continua a ter que ser assegurada e, portanto, enquanto os custos gerados nas Regiões Autónomas associados à energia eléctrica consumida naquelas regiões forem superiores aos custos que seriam incorridos se a mesma fosse gerada no Continente, os consumidores do continente continuarão a suportar este diferencial de custos.

Este enquadramento justifica que os consumidores não devem suportar outros custos que não os que seriam devidos se as actividades fossem exercidas no Continente.

Assim sendo, a ERSE considera que se justifica manter a mesma metodologia que tem vindo a seguir desde 2003 e que tem passado pela equiparação do custo de capital a aplicar a cada uma das actividades das empresas das Regiões Autónomas ao das actividades equivalentes no Continente, tendo em conta o tipo de regulação. Assim sendo, à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aplica-se o custo de capital determinado para a REN, à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica aplica-se o custo de capital da EDP Distribuição Energia Eléctrica.

Como para as actividades reguladas do Continente, o custo de capital está indexado à evolução da rentabilidade das OT a 10 anos, acrescida de 300 pontos percentuais no caso da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) e de 400 pontos percentuais na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

No caso das actividades de Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica, e tal como para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDP Distribuição, as alterações aos proveitos permitidos decorrentes da evolução do custo de capital ao longo do período regulatório serão integradas no factor “Z” das fórmulas de cálculo dos proveitos permitidos das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica, artigos 89.º (EDA) e 96.º (EEM) do Regulamento Tarifário.

Assim, os valores definidos para o custo de capital antes de impostos da EDA e da EEM são apresentados no quadro seguinte.

**Quadro 7-3 – Custo da capital antes de impostos da EDA e da EEM para 2009**

	EDA		EEM	
	AGS	DEE	AGS	DEE
Custo de capital antes de impostos Valores definidos para 2009	7,55%	8,55%	7,55%	8,55%

Para os anos posteriores do período de regulação, os custos de capital serão definidos do seguinte modo:

- No caso da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS), a rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano  $t-2$  e 31 de Agosto do ano  $t-1$ , acrescida de 300 pontos base.
- No caso da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE), a rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano  $t-2$  e 31 de Agosto do ano  $t-1$ , acrescida de 400 pontos base.
- As rendibilidades das Obrigações de Tesouro serão calculadas anualmente com base na média aritmética dos últimos doze meses, terminados no mês de Agosto, inclusive, antes da publicação das tarifas, das taxas de rendibilidades diárias das Obrigações de Tesouro com maturidade (prazos residuais) de 10 anos. Esta informação é disponibilizada pelo Banco de Portugal no seu sítio de internet<sup>55</sup>

---

<sup>55</sup> Caso até ao final do mês de Setembro anterior à proposta de tarifas estes dados ainda não estejam disponíveis no sítio de internet do Banco de Portugal, serão utilizados os dados publicados pela MTS Portugal.