

**AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A  
REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2010**

Dezembro 2009

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>AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 NO CONTINENTE.....</b>	<b>3</b>
2.1	Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE) .....	3
2.1.1	Análise do sobrecusto .....	4
2.1.2	Mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> em 2008 .....	10
2.2	Gestão Global do Sistema .....	12
2.2.1	Custos de gestão do sistema .....	14
2.2.1.1	Outros proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema .....	16
2.2.1.2	IntERRUPTIBILIDADE .....	16
2.2.2	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral .....	17
2.2.2.1	Parcela Associada aos terrenos hídricos.....	17
2.2.2.2	Custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo .....	17
2.3	Transporte de Energia Eléctrica.....	22
2.3.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar .....	24
2.3.2	Outros custos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica .....	25
2.3.3	Outros Proveitos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica .....	26
2.3.4	Proveito proveniente do mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha .....	28
2.3.5	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	28
2.4	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	30
2.5	Distribuição de Energia Eléctrica .....	32
2.5.1	Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição .....	34
2.5.2	Nível de perdas nas redes de distribuição .....	34
2.5.3	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	37
2.5.4	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	40
2.6	Comercialização de Redes .....	41
2.7	Comercialização .....	44
2.8	Compra e Venda de Energia Eléctrica.....	47
2.9	Proveitos a proporcionar por actividade no Continente .....	51
<b>3</b>	<b>AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....</b>	<b>53</b>
3.1	Metodologia de cálculo dos custos reais aceites .....	53
3.2	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	55
3.2.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao Sistema Independente dos Açores .....	56
3.2.2	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar .....	57
3.2.3	Custos anuais de exploração .....	58
3.2.4	Custo com os combustíveis .....	58
3.2.4.1	Licenças de CO <sub>2</sub> .....	62
3.2.4.2	Restantes custos de exploração.....	63

3.2.5	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	63
3.2.6	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional .....	64
3.3	Distribuição de Energia Eléctrica .....	65
3.3.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar .....	66
3.3.2	Custos anuais de exploração .....	67
3.3.3	Custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental .....	68
3.3.4	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica .....	69
3.4	Comercialização de Energia Eléctrica .....	70
3.4.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar .....	72
3.4.2	Custos anuais de exploração .....	72
3.4.3	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	73
3.5	Proveitos a proporcionar por actividade na Região Autónoma dos Açores.....	74
<b>4</b>	<b>AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA..</b>	<b>77</b>
4.1	EEM .....	77
4.1.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar .....	77
4.1.2	Metodologia de cálculo dos custos reais aceites .....	78
4.1.3	Outros proveitos da EEM .....	81
4.2	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	82
4.2.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar .....	84
4.2.2	Custos com aquisição de energia eléctrica.....	86
4.2.2.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SPM.....	86
4.2.2.2	Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIM .....	86
4.2.3	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	87
4.2.4	Outros proveitos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	89
4.3	Distribuição de Energia Eléctrica .....	90
4.3.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar .....	92
4.3.2	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	93
4.3.3	Custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental .....	94
4.3.4	Outros proveitos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	94
4.4	Comercialização de Energia Eléctrica .....	96
4.4.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar .....	98
4.4.2	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	99
4.4.3	Outros proveitos afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	100
4.4.4	Rectificação dos valores dos contadores.....	101
4.5	Proveitos a proporcionar por actividade na Região Autónoma da Madeira.....	102
<b>5</b>	<b>AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009, NO CONTINENTE.....</b>	<b>105</b>
5.1	Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial .....	105
5.1.1	Análise do sobrecusto .....	106
5.1.2	Mecanismos de gestão dos CAE .....	109

---

5.2	Compra e Venda de Energia Eléctrica.....	110
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....</b>	<b>115</b>
6.1	Balanço de energia eléctrica no Continente .....	115
6.2	Balanço de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores .....	117
6.3	Balanço de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira .....	119
<b>7</b>	<b>DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS .....</b>	<b>121</b>
7.1	REN <i>Trading</i> .....	121
7.2	REN .....	124
7.3	EDP Distribuição .....	127
7.4	EDP Serviço Universal, SA.....	130
7.5	EDA.....	133
7.6	EEM .....	136
	<b>ANEXO - PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO - .....</b>	<b>139</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do preço médio de mercado no pólo português .....	8
Figura 2-2 - Mark-up em 2008.....	9
Figura 2-3 - Compensação entre TSO .....	27
Figura 2-4 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição .....	35
Figura 2-5 - Evolução das perdas verificadas na rede de distribuição, no seu referencial da saída e perdas de referência para o período regulatório de 2006-2008.....	36
Figura 2-6 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição .....	36
Figura 2-7- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2008 .....	40
Figura 2-8 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Credes (Real 2008 e Tarifas 2008).....	43
Figura 2-9 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização (Real 2008 e Tarifas 2008) .....	46
Figura 4-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS.....	84
Figura 4-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE .....	92
Figura 4-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE .....	98
Figura 5-1 - Evolução do preço médio ponderado da energia eléctrica em Portugal.....	108

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade CVEE do Agente Comercial em 2008.....	4
Quadro 2-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE .....	5
Quadro 2-3 - Produção prevista e verificada.....	6
Quadro 2-4 - Custo unitário dos combustíveis .....	7
Quadro 2-5 - Preço médio de venda da energia eléctrica .....	7
Quadro 2-6 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência.....	9
Quadro 2-7 - Resultados para a REN Trading da aplicação dos mecanismos .....	11
Quadro 2-8 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade GGS em 2008.....	13
Quadro 2-9 - Movimentos no activo líquido a remunerar .....	14
Quadro 2-10 - Outros custos da GGS .....	15
Quadro 2-11 - Custos de exploração líquidos de Trabalhos para a própria empresa da GGS.....	15
Quadro 2-12 - Outros proveitos da GGS.....	16
Quadro 2-13 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2007 .....	18
Quadro 2-14 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2008 .....	19
Quadro 2-15 - Execução orçamental do PPEC 2008 com implementação em 2008 .....	20
Quadro 2-16 - Quadro resumo ajustamento 2008 .....	21
Quadro 2-17 - Cálculo do ajustamento na actividade TEE .....	23
Quadro 2-18 - Movimentos no activo líquido a remunerar.....	24
Quadro 2-19 - Outros Custos na actividade TEE.....	25
Quadro 2-20 - Custos de exploração líquidos de Trabalhos para a própria empresa da TEE.....	26
Quadro 2-21 - Outros proveitos na actividade TEE .....	26
Quadro 2-22 - Custos aceites dos PPDA executados em 2008 .....	29
Quadro 2-23- Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	31
Quadro 2-24 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	33
Quadro 2-25 - Energia entregue pelas redes da distribuição .....	34
Quadro 2-26 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição .....	35
Quadro 2-27 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição....	37
Quadro 2-28 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2008 .....	38
Quadro 2-29 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2008.....	39
Quadro 2-30 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2008 ...	39
Quadro 2-31 - Custos aceites do PPDA executado em 2008.....	40
Quadro 2-32 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, em 2008.....	41
Quadro 2-33 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Redes.....	42

Quadro 2-34 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização, em 2008 .....	44
Quadro 2-35 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização .....	45
Quadro 2-36 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE .....	48
Quadro 2-37 - Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica .....	49
Quadro 2-38 - Desvio da aditividade tarifária .....	50
Quadro 2-39 - Proveitos permitidos em 2008 e ajustamento em 2010 .....	52
Quadro 3-1 - Metodologia de cálculo dos custos de exploração aceites .....	54
Quadro 3-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	56
Quadro 3-3 - Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIA .....	56
Quadro 3-4 - Movimentos no activo líquido a remunerar .....	57
Quadro 3-5 - Custos de exploração na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	58
Quadro 3-6 - Custos com combustíveis previstos e verificados .....	59
Quadro 3-7 - Custos unitários .....	59
Quadro 3-8 - Determinação do custo com o fuelóleo com base em valores reais (EUR/t) .....	61
Quadro 3-9 - Produção e consumo específico RAA .....	62
Quadro 3-10 - Movimentos das licenças de CO <sub>2</sub> .....	63
Quadro 3-11 - Outros proveitos da AGS .....	64
Quadro 3-12 - Calculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional .....	64
Quadro 3-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica .....	66
Quadro 3-14 - Movimentos no activo líquido a remunerar .....	67
Quadro 3-15 - Custos de exploração na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica .....	68
Quadro 3-16 - Custos aceites dos PPDA executados em 2008 .....	69
Quadro 3-17 - Outros proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica .....	69
Quadro 3-18 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica .....	71
Quadro 3-19 - Movimentos no activo líquido a remunerar .....	72
Quadro 3-20 - Custos de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica .....	73
Quadro 3-21 - Outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica .....	74
Quadro 3-22 - Proveitos permitidos em 2008 e ajustamento em 2010, na RAA .....	75
Quadro 4-1 - Movimentos no activo líquido a remunerar .....	78
Quadro 4-2 - Custos anuais de exploração da EEM .....	79
Quadro 4-3 - Outros Proveitos da EEM .....	81
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	83
Quadro 4-5 - Movimentos no activo líquido a remunerar .....	85
Quadro 4-6 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM .....	86
Quadro 4-7 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM .....	86

Quadro 4-8 - Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM.....	87
Quadro 4-9 - Custos anuais de exploração afectos a AGS .....	88
Quadro 4-10 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2008 previstos e verificados ...	89
Quadro 4-11 - Outros proveitos afectos a AGS .....	89
Quadro 4-12 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	91
Quadro 4-13 - Movimentos no activo líquido a remunerar.....	93
Quadro 4-14 - Custos anuais de exploração afectos à DEE .....	94
Quadro 4-15 - Custos aceites dos PPDA executados em 2008 .....	94
Quadro 4-16 - Outros proveitos afectos à DEE.....	95
Quadro 4-17 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	97
Quadro 4-18 - Movimentos no activo líquido a remunerar.....	99
Quadro 4-19 - Custos anuais de exploração afectos à CEE .....	100
Quadro 4-20 - Outros proveitos afectos à CEE.....	100
Quadro 4-21 - Valor dos contadores de 2008.....	101
Quadro 4-22 - Proveitos permitidos em 2008 e ajustamento em 2010 .....	103
Quadro 5-1 - Cálculo do ajustamento provisório da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, em 2009 .....	106
Quadro 5-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto e estimado para 2009 .....	107
Quadro 5-3 - Alterações aos pressupostos da REN Trading.....	108
Quadro 5-4 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE .....	111
Quadro 5-5 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	112
Quadro 5-6 - Condições de referência para a previsão do preço médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2009.....	113
Quadro 5-7 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009.....	113
Quadro 5-8 - Aquisições do comercializador de último recurso.....	114
Quadro 5-9 - Cálculo do ajustamento da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, em 2009.....	114
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão .....	116
Quadro 6-2 - Balanço de energia eléctrica da EDP Distribuição .....	116
Quadro 6-3 - Balanço de energia eléctrica da EDA .....	118
Quadro 6-4 - Balanço de energia eléctrica da EEM.....	120
Quadro 7-1 - Balanço da REN <i>Trading</i> , S.A. em 2008 .....	122
Quadro 7-2 - Demonstração de Resultados da REN <i>Trading</i> , S.A., em 2008.....	123
Quadro 7-3 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2008.....	125
Quadro 7-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2008.....	126
Quadro 7-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2008.....	127
Quadro 7-6 - Balanço da EDP Distribuição em 2008 (cont) .....	128
Quadro 7-7 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2008 .....	129

---

Quadro 7-8 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2008 .....	130
Quadro 7-9 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2008 (cont) .....	131
Quadro 7-10 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2008 .....	132
Quadro 7-11 - Balanço da EDA em 2008.....	134
Quadro 7-12 - Demonstração de Resultados da EDA em 2008.....	135
Quadro 7-13 - Balanço da EEM em 2008 .....	137
Quadro 7-14 - Demonstração de Resultados da EEM em 2008.....	138
Quadro 7-15 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2007.....	150
Quadro 7-16 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2008.....	151
Quadro 7-17 - Execução orçamental do PPEC 2008 com implementação em 2008.....	152
Quadro 7-18 - Quadro resumo ajustamento 2008 .....	153

## 1 INTRODUÇÃO

Neste documento analisa-se o ano de 2008 de todas as actividades reguladas e para o ano de 2009 as actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2010. Relativamente a 2008, faz-se uma análise do balanço de energia eléctrica e das contas reguladas, por actividade, das empresas reguladas (REN, REN Trading, EDP Distribuição, EDP SU, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2008. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada actividade.

No que se refere a 2009, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso.

O documento encontra-se estruturado da seguinte forma:

- Nos capítulos 2, 3 e 4 analisa-se e procede-se ao cálculo dos ajustamentos referentes a 2008 de cada uma das actividades reguladas em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respectivamente.
- No capítulo 5 calculam-se e justificam-se as principais parcelas do ajustamento provisório relativo a 2009 das actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso.
- No capítulo 6 compara-se o balanço de energia eléctrica verificado em 2008 com os valores previstos pela ERSE em 2007 para tarifas 2008.
- No capítulo 7 apresentam-se as demonstrações financeiras, por actividade, enviadas pelas empresas reguladas.

Todas as referências a artigos, bem como, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento estão de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor, emitido pelo Despacho n.º 58/2009, de 2 de Janeiro, excepto para as actividades de Transporte de Energia Eléctrica, de Distribuição de Energia Eléctrica, e de Comercialização para as quais se aplica o Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.



## 2 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 NO CONTINENTE

Comparam-se de seguida os custos e proveitos verificados no ano 2008 com os valores que tinham sido previstos em 2007 para a determinação das tarifas de energia eléctrica de 2008. Esta análise tem por objectivo:

- Avaliar o desempenho das empresas reguladas.
- Determinar, para cada actividade, o ajustamento relativo ao ano de 2008 a repercutir nas tarifas de 2010, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

### 2.1 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA DO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE)

De acordo com o artigo 71.º do Regulamento Tarifário, os proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, em 2010, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os valores transferidos da actividade de Gestão Global do Sistema, e o montante aceite considerando os incentivos à optimização dos contratos de aquisição de energia eléctrica e à óptima gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, referente a 2008, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respectivo artigo ao sobrecusto CAE real de 2008. Este montante é actualizado para 2010, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2008, acrescida do *spread* de 0,5 pontos percentuais e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano de 2009, acrescida de *spread* de 1,0 pontos percentuais.

O Quadro 2-1 reflecte os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica de Agente Comercial em 2008 a repercutir nas tarifas de 2010 é de -24 185<sup>1</sup> milhares de euros.

---

<sup>1</sup> Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

**Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade CVEE do Agente Comercial em 2008**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2008
<b>A</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC [(1)-(2)-(3)-(4)+(5)]</b>	<b>-5 883</b>
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	69 728
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsional excluindo custos de funcionamento	70 345
3	Ajustamento t-1	0
4	Ajustamento t-2	0
5	Incentivos CAE e CO <sub>2</sub> 1,2	5 265
<b>B = A * <math>i_{2008}^E</math> * <math>i_{2009}^E</math></b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC actualizado a 2010</b>	<b>-6 327</b>
<b>C</b>	<b>Valores provisórios relativos a 2008 considerados nas tarifas de 2009</b>	<b>17 457</b>
<b>D = C * <math>i_{2009}^E</math></b>	<b>Valores provisórios relativos a 2008 considerados nas tarifas de 2009, actualizados para 2010</b>	<b>17 858</b>
$i_{2008}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,1440%
$i_{2009}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009 + 1,0 pp	2,2950%
<b>E = B - D</b>	<b>Ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do AC actualizado para 2010</b>	<b>-24 185</b>

A REN deve revender no mercado a energia eléctrica produzida pelas centrais enquadradas pelos CAE da Tejo Energia e da Turbogás e pagar esta energia tendo em conta os custos definidos nos respectivos contratos. A diferença entre os custos e as receitas geradas pela venda dessa energia eléctrica corresponde ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica (sobrecusto CAE), individualizado na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial. Este diferencial é recuperado através da tarifa UGS aplicada pelo Operador da Rede de Transporte a todos os consumidores de energia eléctrica. Para além do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE, os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial incorpora:

- Os custos de funcionamento no processo de fixação de tarifas.
- Os proveitos associados ao mecanismo de optimização de gestão dos CAE e ao mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, considerados a título provisório no ajustamento de t-1 e em termos definitivos no ajustamento de t-2.

### 2.1.1 ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 5-2 compara os valores do sobrecusto do agente comercial previsto para 2008 com o sobrecusto ocorrido nesse ano.

O encargo de energia e o encargo de potência representam grande parte dos custos implícitos no sobrecusto.

O diferencial de custo foi superior ao previsto em 2 %, o que corresponde a 1,2 milhões de euros.

## Quadro 2-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		2008	2008	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1)
		Tarifas	Verificado		%
		(1)	(2)		
<b>Encargo de Potência</b>					
(1a)	Tejo Energia	96 358	107 211	10 853	11%
(1b)	Turbogás	113 553	116 588	3 035	3%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>209 911</b>	<b>223 799</b>	<b>13 888</b>	<b>7%</b>
<b>Encargo de Energia</b>					
(2a)	Tejo Energia	116 294	148 125	31 831	27%
(2b)	Turbogás	209 942	326 204	116 262	55%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>326 236</b>	<b>474 329</b>	<b>148 093</b>	<b>45%</b>
<b>Licenças de CO2</b>					
(3a)	Tejo Energia	16 082	1 450	-14 632	-91%
(3b)	Turbogás	-11 345	2 151	13 496	-119%
(3c)	SWAP	0	-3 519	-3 519	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	<b>Total</b>	<b>4 737</b>	<b>83</b>	<b>-4 654</b>	<b>-98%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>					
(4a)	Tejo Energia	234 583	260 236	25 653	11%
(4b)	Turbogás	237 297	394 694	157 397	66%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>471 880</b>	<b>654 930</b>	<b>183 050</b>	<b>39%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>					
(5a)	Tejo Energia	-	1 056	1 056	-
(5b)	Turbogás	-	-12 542	-12 542	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-11 486</b>	<b>-11 486</b>	<b>-</b>
<b>Saldo VPP</b>					
(6a)	Tejo Energia	0	-15 475	-15 475	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>-15 475</b>	<b>-15 475</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>					
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	-5 849	10 970	16 819	-288%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	74 853	62 791	-12 062	-16%
(7c)=(3c)	SWAP	-	-3 519	-3 519	-
(7)=(7a)+(7b)+(7c)	<b>Total</b>	<b>69 004</b>	<b>70 242</b>	<b>1 238</b>	<b>2%</b>

As receitas foram superiores ao previsto em 39%, isto é, cerca de 183 milhões de euros. Este desvio permite recuperar o desvio do encargo de energia face ao previsto, em cerca de 148,1 milhões de euros, assim como o desvio no encargo de potência de cerca de 13,9 milhões euros.

Porém, os custos não previstos com regulação terciária e com as obrigações com os VPP<sup>2</sup>, que representaram cerca de 11,5 milhões de euros e 15,5 milhões de euros, respectivamente, provocaram um desvio positivo no diferencial de custos. Importa registar que a grande maioria dos custos com

<sup>2</sup> Virtual power plant

serviços de sistema diz respeito à regulação terciária, a baixar, que em termos económicos não pode ser considerada um custo *per se*, por fazer parte integrante da gestão das centrais.

Saliente-se igualmente que o saldo das compras e vendas das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> é quase nulo, quando se previu nas Tarifas de 2008 um saldo positivo de cerca de 4,7 milhões de euros. O facto de terem existido ganhos resultantes das operações com *SWAP* efectuadas, anulou esta previsão.

Analisando por central, observa-se que o sobrecusto da Tejo Energia foi superior ao previsto em cerca de 16,8 milhões de euros, enquanto o diferencial de custo com a Turbogás foi inferior em mais de 12 milhões de euros.

#### ENCARGO DE ENERGIA E RECEITAS DE MERCADO

Tanto o encargo de energia como as receitas de mercado dependem das quantidades produzidas. O Quadro 2-3 mostra que a quantidade de energia produzida pelas centrais com CAE em 2008 foi inferior ao previsto em 6,6%, isto é, cerca de 613 GWh. Esta diminuição decorre da produção da central da Tejo Energia ter sido 27% inferior ao previsto. Por seu lado, a produção da Turbogás foi superior ao previsto em mais de 16%.

**Quadro 2-3 - Produção prevista e verificada**

	Unidade:GWh		
	Implícito no sobrecusto previsto para 2008	Ocorrido 2008	%
	(1)	(2)	[(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	4 823	3 508	-27,3%
<b>Turbogás</b>	4 400	5 107	16,1%
<b>Total</b>	9 223	8 615	-6,6%

O menor valor da produção da central da Tejo energia face ao previsto não impediu que, como se viu, tanto as receitas com venda de energia, como o encargo de energia da Tejo Energia tenham sido superiores ao previsto. Este facto indicia um aumento importante dos custos do carvão consumido face ao previsto, bem como da receita unitária.

No caso da Turbogás, o encargo de energia e as receitas de mercado aumentaram mais acentuadamente do que a produção,

Assim, tanto na Tejo Energia como na Turbogás as receitas unitária e os custos de produção unitários foram superiores ao previsto.

No que diz respeito aos custos de produção unitários, o Quadro 2-4 mostra que o custo do combustível foi superior ao previsto em 38% no caso da Turbogás e em 64,5% no caso da Tejo Energia.

**Quadro 2-4 - Custo unitário dos combustíveis**

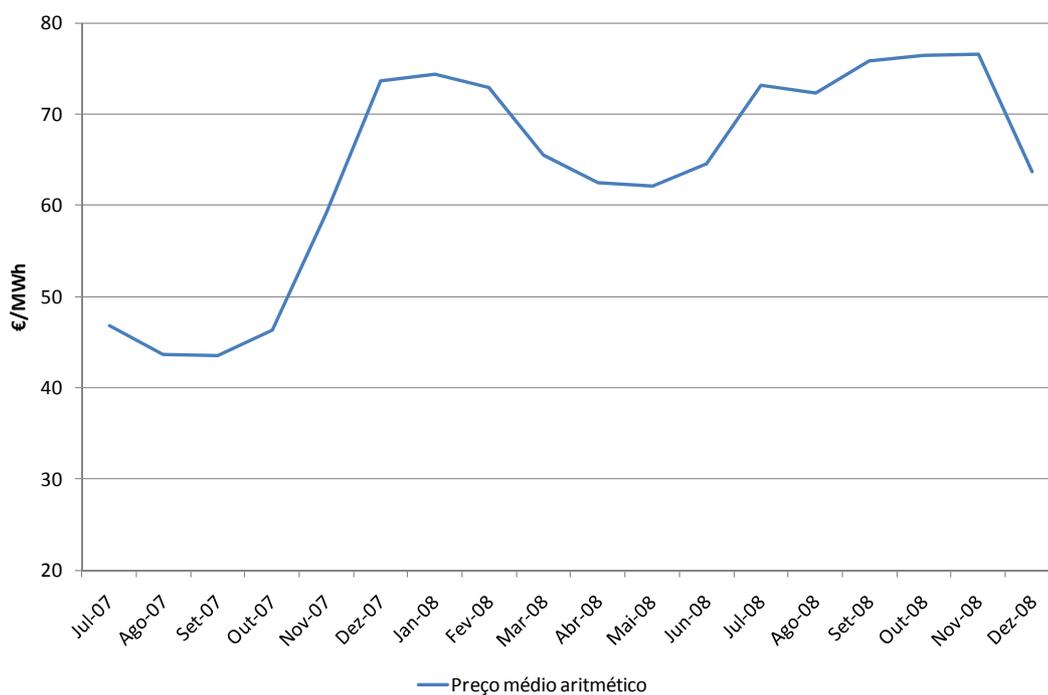
	Implícito no sobrecusto previsto para 2008 (1)	Ocorrido 2008 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>			
<b>EUR/tec</b>	<b>72,6</b>	<b>119,4</b>	<b>64,5%</b>
<b>Turbogás</b>			
<b>cent €/m3</b>	<b>273,3</b>	<b>377,2</b>	<b>38,0%</b>

O preço médio de venda da energia eléctrica também foi superior ao previsto, cerca de 53% no caso da Tejo Energia e cerca de 39% no caso da Turbogás. Registe-se que para a Turbogás o desvio da receita unitária foi ligeiramente superior ao do custo unitário do gás natural, enquanto na Tejo Energia o desvio da receita unitária foi substancialmente inferior ao verificado no custo do combustível.

**Quadro 2-5 - Preço médio de venda da energia eléctrica**

	Unidade: €/MWh		
	Implícito no sobrecusto previsto para 2008 (1)	Ocorrido 2008 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	<b>48,6</b>	<b>74,4</b>	<b>52,9%</b>
<b>Turbogás</b>	<b>53,8</b>	<b>74,8</b>	<b>39,0%</b>

Os diferenciais entre os preços de venda previstos e ocorridos devem-se ao aumento significativo do preço no mercado spot de energia eléctrica ocorrido a partir de Outubro de 2007.

**Figura 2-1 - Evolução do preço médio de mercado no pólo português**

Esta figura compara os *mark-up* da Tejo Energia e da Turbogás previstos e ocorridos em 2008, medidos pela diferença entre:

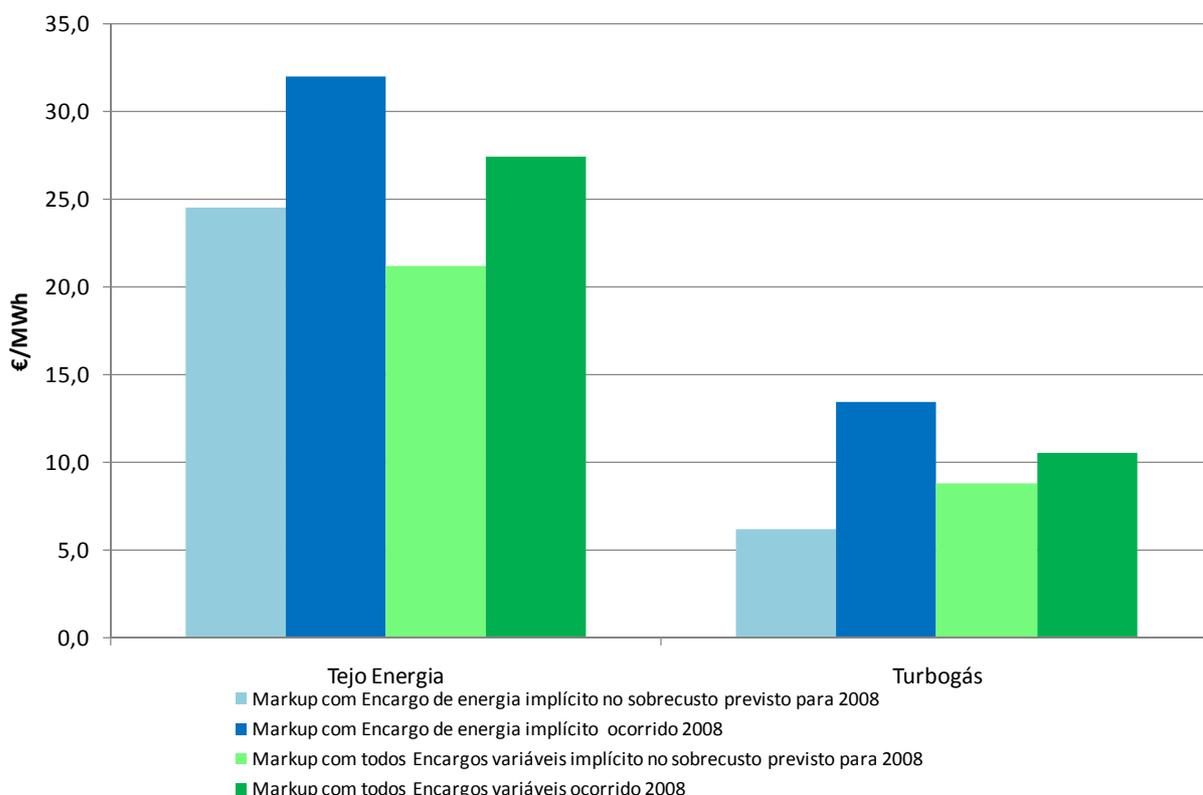
1. As receitas unitárias de venda no mercado e o encargo de energia.
2. As receitas unitárias de venda no mercado e todos os encargos variáveis<sup>3</sup>.

Observa-se um desvio favorável dos *mark-up* face ao previsto, tanto no caso da Turbogás, como no caso da Tejo Energia.

A evolução das receitas unitárias compensou o aumento dos custos variáveis, como mostra a figura que se segue:

<sup>3</sup> Encargo de energia, saldo dos custos ou proveitos das transacções com licenças de CO<sub>2</sub>, reserva e regulação terciária, obrigações decorrentes dos VPP.

Figura 2-2 - Mark-up em 2008



O encargo de potência é uma das principais componentes do custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE. Esta rubrica de custos está relacionada com o valor do investimento efectuado nas centrais, não variando com a produção de energia eléctrica, mas sim com a disponibilidade das centrais e com a evolução das variáveis monetárias às quais está indexada esta rubrica: taxa de inflação e taxa de juro de curto prazo.

O quadro que se segue mostra que as variáveis monetárias não apresentaram valores muito diferentes do previsto, sendo que as diferenças apuradas entre o encargo de potência previsto e ocorrido, cerca de 7% no seu conjunto, mais se deverá a uma maior disponibilidade das centrais do que à evolução destas variáveis.

Quadro 2-6 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência

	Implícito no sobrecusto previsto para 2008	Ocorrido 2008
Taxa de inflação %	1,9	2,5
Euribor 3 meses %	5,0	4,6

Fonte: INE, Banco de Portugal

## 2.1.2 MECANISMO DE OPTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA E DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO<sub>2</sub> EM 2008

O ano de 2008 foi o primeiro ano de aplicação do Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de Abril de 2008. Este despacho define dois mecanismos: o mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) e o mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

O mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia é constituído por três incentivos que visam promover a gestão eficiente por parte da REN Trading das centrais que mantiveram os seus CAE, isto é, a central a carvão da Tejo Energia e a central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás. Tendo em conta que os custos dos investimentos definidos nos respectivos contratos destas centrais deverão ser pagos pelos consumidores de energia eléctrica, denominados de encargos fixos nos CAE, os principais objectivos destes incentivos prendem-se com a necessidade de otimizar a gestão destas centrais minimizando os sobrecustos a suportar pelos consumidores.

Este mecanismo é composto pelos seguintes incentivos:

- I<sub>1</sub>, incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás no mercado diário;
- I<sub>2</sub>, incentivo à eficiente contratação do gás natural consumido na central da Turbogás;
- I<sub>3</sub>, incentivo à optimização da produção da central da Tejo Energia.

Os incentivos I<sub>1</sub> e I<sub>3</sub> não poderão proporcionar resultados superiores a 1 milhão de euros cada.

Para além deste mecanismo, é igualmente aplicado à REN Trading o mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, composto por:

- ICO<sub>2</sub>, incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.
- SWAP/2, ganhos partilhados resultantes de operações *swap* no instante da troca.

A soma dos resultados proporcionados pelos incentivos constantes do mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia com os resultados proporcionados pelo incentivo ICO<sub>2</sub> não poderá ultrapassar 5,72 milhões de euros. O quadro que se segue mostra que este limite não foi ultrapassado. A REN Trading obteve resultados de cerca de 5,26 milhões de euros com a aplicação dos mecanismos devido à incorporação dos ganhos com as operações de SWAP não sujeitos a esta limitação.

**Quadro 2-7 - Resultados para a REN Trading da aplicação dos mecanismos**

					Unid: euros	
I <sub>CVEE</sub>			ICO <sub>2</sub>	Total sujeito a limite	SWAP/2	Total
I <sub>1</sub>	I <sub>2</sub>	I <sub>3</sub>				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=[(1)+(2)+(3)+(4)]<=5,72 M €	(6)	(7)=(6)+(5)
<b>1 000 000</b>	<b>0</b>	<b>1 000 000</b>	<b>1 505 986</b>	<b>3 505 986</b>	<b>1 759 250</b>	<b>5 265 236</b>

Ao contrário dos restantes incentivos definidos *a posteriori*, os ganhos resultantes das operações de SWAP são obtidos na íntegra no instante da realização das operações.

Deste modo, metade do valor resultante destes ganhos deverá ser transferida para os consumidores, sendo deduzida aos proveitos permitidos da REN Trading definidos para 2010.

A análise detalhada da aplicação em 2008 destes mecanismos consta do documento “Aplicação em 2008 dos Mecanismos Constantes do Despacho n.º 11210/2008” publicado pela ERSE em Setembro de 2009.

## 2.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

De acordo com os artigos 73.º e 74.º do Regulamento Tarifário, os proveitos a proporcionar em 2010 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2008 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 dos respectivos artigos aos valores verificados em 2008.

O Quadro 2-8 compara os valores verificados em 2008 (“2008”), com os previstos em 2007 para o cálculo das tarifas de 2008 (“Tarifas 2008”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2010 resulta da diferença entre os proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema fixada para 2008 (270 712 milhares de euros) e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais (324 419 milhares de euros). Este desvio é corrigido do valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, e do valor previsto do ajustamento provisório de 50% dos custos com interruptibilidade ambos considerados em Tarifas 2009. Este montante é actualizado para 2010, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2008, acrescida do *spread* de 0,5 pontos percentuais e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano de 2009, acrescida do *spread* no ano de 2009, de 1,0 pontos percentuais.

O ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema em 2008 a repercutir nas tarifas de 2010 é de -26 324<sup>4</sup> milhares de euros.

---

<sup>4</sup> Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

Quadro 2-8 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade GGS em 2008

		2008	Tarifas 2008	Diferença 2008-tarifas 2008	
		10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	%
<b>A</b>	<b>Custos de gestão do sistema</b>	<b>70 072</b>	<b>27 924</b>	<b>42 147</b>	<b>150,9%</b>
a	Am <sub>OS</sub> <sup>OS</sup>	7 466	9 008	-1 543	-17,1%
b	Act <sub>OS</sub> <sup>OS</sup>	46 453	61 141	-14 688	-24,0%
c	f <sub>OS,1</sub>	7,0	7,0		
d	CGS <sub>OS,1</sub>	17 017	18 904	-1 887	-10,0%
e	It <sub>OS,1,2</sub> <sup>IT</sup>	46 147	0		
f	S <sub>OS,1</sub>	3 404	3 862	-458	-11,9%
g	ΔR <sub>OS,1,2</sub> <sup>IT</sup>	405	405	0	0,0%
<b>B</b>	<b>Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>254 347</b>	<b>253 861</b>	<b>486</b>	<b>2%</b>
h	RA <sub>RA,1</sub>	83 236	83 236	0	0,0%
i	RAM <sub>RA,1</sub>	50 576	50 576	0	0,0%
j	ΔRA <sub>POL,1</sub> <sup>IT</sup>	0	0		
k	R <sub>CEE,1</sub> <sup>IT</sup>	69 728	69 728	0	0,0%
l	TER <sub>PUL</sub> = TER <sub>PUL,1</sub> + TER <sub>PUL,2</sub>	18 370	17 648	723	4,1%
	Parcela associada aos terrenos hídricos				
	TER <sub>PUL,1</sub> = Am <sub>PUL,1</sub> <sup>TER</sup> + Act <sub>PUL,1</sub> <sup>TER</sup>				
	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	18 518	18 518	0	0,0%
	Variação média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor relativamente a Setembro do ano t-1	2,40	2,40	0,00	0,0%
	Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico	14 097	14 097	0	0,0%
	Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	360 787	360 787	0	0,0%
	Valor corrigido em Tarifas 2008	-4 239	-4 239	0	0,0%
	Parcela associada aos terrenos da zona de protecção hídrica	-147	-870	723	-83,1%
	Amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica	723	0	723	
	Valor corrigido em Tarifas 2008	-870	-870	0	
m	TER <sub>REN,1</sub>	-4 235	-4 235	0	0,0%
	Remuneração dos terrenos de 1999 a 2005				
	Valor corrigido em Tarifas 2008	-4 235	-4 235	0	
n	RE <sub>OS,1</sub>	6 265	6 265	0	0,0%
o	AdC <sub>RA,1</sub>	393	393	0	0,0%
p	OC <sub>RA,1</sub>	1 487	1 487	0	0,0%
q	EC <sub>Pol,1</sub>	9 762	10 000	-238	-2,4%
r	ΔR <sub>POL,1,2</sub> <sup>IT</sup>	-18 765	-18 765	0	0,0%
<b>D = A + B</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS</b>	<b>324 419</b>	<b>281 786</b>	<b>42 633</b>	<b>15,1%</b>
<b>E</b>	<b>Proveitos facturados com a tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>270 712</b>			
<b>F = E - D</b>	<b>Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos</b>	<b>-53 707</b>			
<b>G = F x (1+K) x (1+L)</b>	<b>Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos actualizados para 2010</b>	<b>-57 765</b>			
<b>s</b>	Valor previsto, em 2008, do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em 2009	-5 887			
<b>t</b>	50% dos custos de interruptibilidade	-24 849			
<b>H</b>	Valores provisórios relativos a 2008 considerados nas tarifas de 2009	-30 736			
<b>I = H x (1+L)</b>	Valores provisórios relativos a 2008 considerados nas tarifas de 2009, actualizados para 2010	-31 441			
<b>J = G + I</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2</b>	<b>-26 324</b>			
<b>K</b>	i <sub>2008</sub> <sup>E</sup>	5,1440%			
<b>L</b>	i <sub>2009</sub> <sup>E</sup>	2,2950%			

De seguida faz-se a análise do desvio, para cada rubrica que o compõe.

## 2.2.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

O desvio de -24% no activo líquido a remunerar resulta de uma sobrestimação dos valores previsionais de 2008, conforme se pode verificar no Quadro 2-9.

Quadro 2-9 - Movimentos no activo líquido a remunerar

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

	2008 (1)	Tarifas 2008 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento Custos Técnicos</b>	5 424	12 608	-57,0%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	192 835	202 992	-5,0%
Investimento Directo	343	294	
Transferências p/ exploração	5 229	15 130	
Reclassificações, alienações e abates	1 846	2 899	
Saldo Final (2)	200 253	221 314	-9,5%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	146 101	146 293	-0,1%
Amortizações do Exercício	7 486	9 035	
Regularizações	-64	0	
Saldo Final (4)	153 523	155 328	-1,2%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	215	215	
Comparticipações do ano	152	0	
Amortizações do ano	21	27	
Saldo Final (6)	346	188	84,2%
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	46 520	56 483	-17,6%
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	46 385	65 799	-29,5%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	46 453	61 141	-24,0%

A parcela "Custos de exploração" (CGS<sub>GS,t</sub>) apresenta-se seguidamente no Quadro 2-10.

**Quadro 2-10 - Outros custos da GGS**Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008 - Tarifas 2008)	
			Valor	%
Materiais Diversos	0	4	-4	-100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	9 899	7 293	2 606	35,7%
Custos com Pessoal	6 120	10 395	-4 275	-41,1%
Outros Custos Operacionais	1 826	2 135	-309	-14,5%
Provisões	443	564	-121	-21,5%
Custos e Perdas Extraordinários	216	0	216	
<b>Total</b>	<b>18 504</b>	<b>20 390</b>	<b>-1 886</b>	<b>-9,3%</b>
Custos com OMIP e OMIClear	1 487	1 487	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>17 017</b>	<b>18 904</b>	<b>-1 887</b>	<b>-10,0%</b>

Através do Quadro 2-11, verifica-se que, englobando os fornecimentos e serviços externos, os custos com pessoal e os outros custos operacionais, a diferença relativamente a Tarifas 2008 é de cerca de -10,0%. Verificamos que a redução se cifra em cerca de -8%, se se considerar apenas os custos exploração.

**Quadro 2-11 - Custos de exploração líquidos de Trabalhos para a própria empresa da GGS**Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008 - Tarifas 2008)	
			Valor	%
Fornecimentos e Serviços Externos	9 899	7 293	2 606	35,7%
Custos com Pessoal	6 120	10 395	-4 275	-41,1%
Outros Custos Operacionais	1 826	2 135	-309	-14,5%
<b>Custos operacionais controláveis</b>	<b>17 845</b>	<b>19 822</b>	<b>-1 977</b>	<b>-10,0%</b>
Trabalhos para a Própria Empresa	950	1 491	-541	-36,3%
<b>Custos operacionais controláveis deduzidos de TPE</b>	<b>16 895</b>	<b>18 332</b>	<b>-1 437</b>	<b>-7,8%</b>

A constituição, em 2008 de uma empresa de serviços partilhados (funções de back-office), no Grupo REN, implicou alterações na estrutura de custos, quer para a actividade de Gestão Global do Sistema (GGS), quer para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica (TEE).

Os fornecimentos e serviços externos apurados nas actividades de GGS e TEE apresentam um aumento relativamente aos valores realizados em 2007, enquanto que os custos com pessoal apresentam uma redução. A transferência de pessoal das empresas para a REN Serviços e para a Holding do Grupo, transferiu para estas parte substancial dos custos com pessoal que até 2007 estavam nas demais empresas. Em contrapartida, os débitos efectuados a título de prestação de serviços aparecem expressos nas contas reguladas como fornecimentos e serviços externos, promovendo o aumento desta rubrica.

### 2.2.1.1 OUTROS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Apenas os outros proveitos operacionais superaram as previsões efectuadas para Tarifas de 2008. No total o montante de proveitos ficou abaixo do previsto em 12%.

A redução da rubrica de TPE em cerca de 36% é uma consequência da sobrestimação dos investimentos nesta actividade em cerca de 56%.

**Quadro 2-12 - Outros proveitos da GGS**

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008 - Tarifas 2008)	
			Valor	%
Proveitos da Rede de Segurança	1 014	1 827	-813	-44%
Outros Proveitos Operacionais	1 344	374	970	260%
Trabalhos para a Própria Empresa	950	1 491	-541	-36%
Rendas de Prédios	34	171	-137	-80%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	62	0	62	
<b>Total</b>	<b>3 404</b>	<b>3 862</b>	<b>-458</b>	<b>-12%</b>

### 2.2.1.2 INTERRUPTIBILIDADE

Com a extinção da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica o custo com a interruptibilidade passou a ser integrado nos proveitos permitidos da actividade de GGS. O Conselho Tarifário e o gestor do sistema consideraram que este custo deveria ser incluído nas tarifas de cada ano, na base de previsões. Sendo um custo previsível, a Tarifa de Uso Global do Sistema deve incluir esse montante, devendo ser ajustado para os valores verificados à *posteriori*.

Em Tarifas 2008 os custos com interruptibilidade não foram considerados, tendo sido alterado o procedimento em Tarifas 2009. Nestas, foi considerado o montante de 24 849 milhares de euros referente a 50% do valor estimado de custos com interruptibilidade de 2008. Os valores reais cifraram-se

em 46 147 milhares de euros, sendo o ajustamento líquido efectuado no valor de 21 298 milhares de euros. De referir que acrescem juros de 2 anos para os valores reais de 2008 e juros de 1 ano para o valor estimado em Tarifas 2009.

## 2.2.2 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

### 2.2.2.1 PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS

A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro. Assim, a taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico deixou de estar indexada à taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro no ano *t-2*, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual, e passou a estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa.

Considerou-se ainda que esta alteração da taxa teria efeitos a partir de 1 de Julho de 2007, à semelhança do indicado para a remuneração dos terrenos de 1999 a 2003.

A diferença entre o valor considerado em Tarifas 2008 e o valor efectivamente considerado para 2008 refere-se a amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica.

### 2.2.2.2 CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

Os quadros seguintes detalham os valores previstos no PPEC, e o incentivo já concedido, por cada medida de cada promotor, para três casos distintos: implementação do PPEC 2007 em 2007, implementação do PPEC 2007 em 2008 e implementação do PPEC 2008 em 2008.

Na primeira coluna do Quadro 2-13 apresentam-se os valores orçamentados das medidas seleccionadas no concurso do PPEC 2007. Algumas destas medidas são plurianuais apresentando prazos de implementação de dois ou três anos. Na segunda coluna apresentam-se os valores orçamentados relativos à implementação das medidas em 2007.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

**Quadro 2-13 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2007**

	Unidade:EUR				
	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2007-2009	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2007	Incentivo PPEC 07 concedido em 2008	Incentivo PPEC 07 concedido em 2009	Grau de execução
<b>Unión Fenosa</b>	<b>564 177</b>	<b>430 300</b>	<b>372 217</b>	<b>0</b>	<b>87%</b>
UF_I2 - Construção do índice doméstico UF em Portugal	52 891	25 000	24 960	0	100%
UF_I3 - Campanha do índice doméstico UF em Portugal	67 188	30 000	29 941	0	100%
UF_I5 - Simuladores energéticos on-line	45 800	45 800	45 734	0	100%
UF_I6 - Índice de eficiência energética para a indústria	145 798	77 000	77 000	0	100%
UF_I7 - E-Prediagnóstico energético	97 500	97 500	39 990	0	41%
UF_I9 - Compensação de energia reactiva	23 000	23 000	22 940	0	100%
UF_I10 - Realização de auditorias energéticas	132 000	132 000	131 652	0	100%
<b>EDP Comercial</b>	<b>4 601 294</b>	<b>4 450 746</b>	<b>1 470 354</b>	<b>2 644 105</b>	<b>92%</b>
EDPC_I2 - Eney Bus - Autocarro temático	492 898	342 350	271 723	60 853	97%
EDPC_I10 - Divulgação e promoção da utilização eficiente de energia eléctrica	21 000	21 000	17 492	2 439	95%
EDPC_TI1 - Correção do factor de potência nos sectores da indústria e agricultura	1 013 260	1 013 260	2 159	928 215	92%
EDPC_TI2 - Variadores electrónicos de velocidade na indústria	1 468 054	1 468 054	1 685	1 417 681	97%
EDPC_TR1 - Lâmpadas fluorescentes compactas	1 366 509	1 366 509	1 177 296	8 414	87%
EDPC_TR2 - Promoção de frigoríficos eficientes no sector doméstico	239 573	239 573	0	226 502	95%
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3 845 439</b>	<b>3 668 743</b>	<b>390 094</b>	<b>3 212 249</b>	<b>98%</b>
EDPD_I1 - O ambiente é de todos	460 000	460 000	248 950	211 050	100%
EDPD_I2 - TopTen	100 304	52 180	16 827	30 453	91%
EDPD_I3 - Ecofamílias	350 408	350 408	122 303	218 104	97%
EDPD_I6 - Concurso ideias luminosas na área da eficiência energética	263 571	135 000	0	87 755	65%
EDPD_TI1 - Correção do factor de potência no sector da indústria	555 767	555 767	1 216	550 296	99%
EDPD_TC3 - Balastros electrónicos e lâmpadas eficientes	2 115 389	2 115 389	799	2 114 590	100%
<b>Endesa</b>	<b>1 222 232</b>	<b>1 150 003</b>	<b>302 868</b>	<b>769 952</b>	<b>93%</b>
END_I1 - E2Trade - Sistema voluntário de transacção de licenças de consumo de electricidade	210 450	138 221	69 400	68 420	100%
END_TC1 - Substituição de balastros ferromagnéticos por electrónicos	305 742	305 742	0	249 928	82%
END_TR2 - Substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas	706 040	706 040	233 468	451 604	97%
<b>EDA</b>	<b>41 213</b>	<b>41 213</b>	<b>40 525</b>	<b>0</b>	<b>98%</b>
EDA_I1 - Racionalização de consumos em aplicações de frio industrial	41 213	41 213	40 525	0	98%
<b>EEM</b>	<b>491 778</b>	<b>227 698</b>	<b>23 352</b>	<b>98 032</b>	<b>53%</b>
EEM_TC1 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	113 849	11 676	28 729	35%
EEM_TR2 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	113 849	11 676	69 303	71%
<b>ISQ</b>	<b>16 492</b>	<b>16 492</b>	<b>0</b>	<b>13 501</b>	<b>82%</b>
ISQ_I5 - Formação em sistemas de iluminação, integração e eficiência energética	16 492	16 492	0	13 501	82%
<b>TOTAL</b>	<b>10 782 625</b>	<b>9 985 194</b>	<b>2 599 411</b>	<b>6 737 839</b>	<b>94%</b>

As medidas aprovadas para a implementação do PPEC 2007 em 2007 foram executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto. O remanescente para os 10 milhões de euros (dotação orçamental do PPEC 2007, para o ano de 2007) totaliza 647 944 euros.

Devido ao diferimento de 3 meses introduzido na implementação do PPEC 2007, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efectuados em 2008 prolongando-se para 2009, não tendo sido efectuado qualquer pagamento em 2007. Assim, devolveram-se, nas tarifas de 2009, 477 239 euros de juros relativos aos pagamentos não efectuados em 2007. Uma vez que os pagamentos não foram todos efectuados em 2008, é também necessário devolver aos consumidores 316 978 euros relativos a juros<sup>5</sup> sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2008 para efectuar pagamentos em 2009 (6 162 087 euros).

Em 2009 verificou-se que a execução orçamental do PPEC 2007 em 2007 tinha sido superior ao estimado para efeitos das tarifas do ano passado (1 238 503 euros) pelo que é necessário devolver à entidade concessionária da RNT o valor de 575 752 euros.

<sup>5</sup> A taxa de juro utilizada é de 5,144%, calculada de acordo com a taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp.

**AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010**

Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

No Quadro 2-14 detalham-se as medidas do PPEC 2007 com implementação plurianual, apresentando-se os valores orçamentados para 2008 na segunda coluna.

**Quadro 2-14 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2008**

	Unidade:EUR			
	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2007-2009	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2008	Incentivo PPEC 07 concedido em 2009	Grau de execução
<b>Unión Fenosa</b>	<b>265 877</b>	<b>72 000</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
UF_I2 - Construção do índice doméstico UF em Portugal	52 891	15 000	0	0%
UF_I3 - Campanha do índice doméstico UF em Portugal	67 188	20 000	0	0%
UF_I6 - Índice de eficiência energética para a indústria	145 798	37 000	0	0%
<b>EDP Comercial</b>	<b>492 898</b>	<b>158 075</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
EDPC_I2 - Eneery Bus - Autocarro temático	492 898	158 075	0	0%
<b>EDP Distribuição</b>	<b>363 875</b>	<b>185 530</b>	<b>94 406</b>	<b>51%</b>
EDPD_I2 - TopTen	100 304	50 530	24 770	49%
EDPD_I6 - Concurso ideias luminosas na área da eficiência energética	263 571	135 000	69 636	52%
<b>Endesa</b>	<b>210 450</b>	<b>75 841</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
END_I1 - E2Trade - Sistema voluntário de transacção de licenças de consumo de electricidade	210 450	75 841	0	0%
<b>EEM</b>	<b>491 778</b>	<b>272 802</b>	<b>281 426</b>	<b>103%</b>
EEM_TC1 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	136 401	164 385	121%
EEM_TR2 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	136 401	117 040	86%
<b>TOTAL</b>	<b>1 824 878</b>	<b>764 248</b>	<b>375 832</b>	<b>49%</b>

No que diz respeito às medidas do PPEC 2007, com implementação plurianual, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efectuados em 2009. Assim é necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica 39 313 euros relativos a juros de pagamentos não efectuados em 2008 (764 248 euros).

O incentivo concedido em 2009 é um valor provisório relativo às ordens de pagamento já emitidas, sendo de esperar uma execução superior.

No Quadro 2-15 detalham-se as medidas do PPEC 2008 com implementação plurianual, apresentando-se os valores orçamentados para 2008 na segunda coluna.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

**Quadro 2-15 - Execução orçamental do PPEC 2008 com implementação em 2008**

		Unidade:EUR			
		Previsto PPEC 08 c/ implementação em 2008-2010	Previsto PPEC 08 c/ implementação em 2008	Incentivo PPEC 08 concedido em 2008 e 2009	Grau de execução
<b>ADENE</b>		<b>245 333</b>	<b>242 476</b>	<b>162 353</b>	<b>67%</b>
ADENE_T11	GEO-INDÚSTRIA - Substituição de sistemas de ar condicionado por sistemas geotérmicos	62 033	59 176	0	0%
ADENE_T12	Variadores electrónicos de velocidade	183 300	183 300	162 353	89%
<b>ARENA</b>		<b>72 000</b>	<b>72 000</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
ARENA_T11	Sistemas de transmissão eficientes	72 000	72 000	0	0%
<b>DECO</b>		<b>248 475</b>	<b>248 475</b>	<b>248 475</b>	<b>100%</b>
DECO_I1	Campanha de Informação ao Consumidor - Poupar energia eléctrica	248 475	248 475	248 475	100%
<b>EDA</b>		<b>309 276</b>	<b>309 276</b>	<b>53 873</b>	<b>0</b>
EDA_TR1	Iluminação 100% eficiente na Região Autónoma dos Açores	309 276	309 276	53 873	17%
<b>ENDESA</b>		<b>1 794 472</b>	<b>1 794 472</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
END_T11	Correcção do factor de potência no sector da indústria e agricultura	364 732	364 732	0	0%
END_TC2	Substituição de iluminação convencional por iluminação LED	958 824	958 824	0	0%
END_TC3	Correcção do factor de potência no sector do comércio e serviços	470 916	470 916	0	0%
<b>EDP Comercial</b>		<b>3 643 824</b>	<b>2 704 120</b>	<b>383 664</b>	<b>14%</b>
EDPC_I5	Optimização da utilização da eficiência energética em força motriz	184 150	184 150	0	0%
EDPC_T12	Variadores electrónicos de velocidade (VEV's) na indústria	1 936 394	996 690	0	0%
EDPC_TC5	Lâmpadas fluorescentes compactas	72 000	72 000	0	0%
EDPC_TR1	Lâmpadas fluorescentes compactas	870 000	870 000	383 664	44%
EDPC_TR4	Promoção de arcas frigoríficas eficientes	326 280	326 280	0	0%
EDPC_TR6	Power Strips	255 000	255 000	0	0%
<b>EDP Distribuição</b>		<b>1 602 218</b>	<b>1 389 457</b>	<b>108 952</b>	<b>8%</b>
EDPD_I1	O ambiente é de todos - online	519 160	306 399	108 952	36%
EDPD_T13	Variadores Electrónicos de Velocidade no sector indústria e agricultura	1 083 058	1 083 058	0	0%
<b>EDP Serviço Universal</b>		<b>1 532 360</b>	<b>797 550</b>	<b>43 790</b>	<b>5%</b>
EDPSU_T12	Correcção do factor de potência	518 211	265 425	0	0%
EDPSU_TR1	Iluminação eficiente em bairros históricos	282 821	149 250	18 110	12%
EDPSU_TR2	Iluminação eficiente em bairros sociais	731 327	382 875	25 680	7%
<b>ENERGAIA</b>		<b>21 612</b>	<b>21 612</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
ENG_I1	Seminários de divulgação de Gestão de Iluminação Pública	21 612	21 612	0	0%
<b>IBERDROLA</b>		<b>1 108 737</b>	<b>1 108 737</b>	<b>854 180</b>	<b>77%</b>
IBD_I4	Acompanhamento energético	195 000	195 000	174 020	89%
IBD_T12	Controlo da limpeza de filtros de mangas por diferencial de pressão	13 791	13 791	0	0%
IBD_TC2	Freecooling como complemento de sistemas de climatização	899 946	899 946	680 159,50	76%
<b>IDMEC</b>		<b>313 059</b>	<b>155 245</b>	<b>128 933</b>	<b>83%</b>
IDMEC_I1	TV ENERGIA	313 059	155 245	128 933	83%
<b>Unión Fenosa</b>		<b>971 139</b>	<b>403 748</b>	<b>397 653</b>	<b>98%</b>
UF_I2	Ferramenta de auto-diagnóstico para o sector HORECA	238 869	83 538	83 558	100%
UF_I5	Realização de Auditorias Energéticas e Formação em Gestão de Energia Eléctrica	308 816	108 000	100 515	93%
UF_I7	Guia de Boas Práticas no Lar para Deficientes Visuais	64 997	43 312	43 312	100%
UF_I8	Jogo de Eficiência Energética ENERFIXE e Concurso nas Escolas	358 457	168 898	170 268	101%
<b>TOTAL</b>		<b>11 862 505</b>	<b>9 247 167</b>	<b>2 381 872</b>	<b>26%</b>

No que diz respeito ao PPEC 2008, refira-se que se verificaram duas desistências relativamente às medidas da ARENA e da ENERGAIA, pelo que se verifica um montante sobranter de 93 612 euros.

Em 2008 foram efectuados pagamentos aos promotores no valor de 1 013 157 euros, relativos ao PPEC 2008. É necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica 418 155 euros relativos a juros do valor que no final de 2008 a REN detinha para efectuar pagamentos em 2009 (8 222 595 euros).

O incentivo concedido em 2009 é um valor provisório relativo às ordens de pagamento já emitidas, sendo de esperar uma execução superior.

Para determinar o ajustamento relativo a t-2, há que considerar o acima exposto para cada uma das três implementações analisadas, conforme se sumariza no quadro seguinte.

**Quadro 2-16 - Quadro resumo ajustamento 2008**

	PPEC 2007 em 2007	PPEC 2007 em 2008	PPEC 2008 em 2008*	Total
Valor não executado	-575 752	-	93 612	-482 140
Juros sobre pagamentos não efectuados em 2008	316 978	39 313	418 155	774 446

\* O valor não executado em 2008 é previsto.

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a 2008 corresponde aos juros no valor de 774 446 euros diminuídos do valor a devolver à entidade concessionária da RNT, 482 140 euros. De referir que o valor dos juros já se encontra actualizado para 2010.

## 2.3 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos a proporcionar em 2010 pelas tarifas de Uso da Rede de Transporte são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2008 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 74.º aos valores verificados em 2008.

O Quadro 2-17 compara os valores verificados em 2008 (“2008”) com os previstos para o cálculo das tarifas de 2008 (“Tarifas 2008”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2008 resulta da diferença entre os proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte fixadas para 2008 (222 148 milhares de euros) e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais (207 498 milhares de euros), adicionado do proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha (6 623 milhares de euros) e deduzido dos custos com a promoção do desempenho ambiental (1 453 milhares de euros), no total de 19 820 milhares de euros. Este montante é actualizado para 2010, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2008, acrescida do *spread* de 0,5 pontos percentuais e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano de 2009, acrescida do *spread* de 1,0 pontos percentuais.

O ajustamento dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica em 2008 a repercutir nas tarifas de 2010 é de 21 318<sup>6</sup> milhares de euros.

---

<sup>6</sup> Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a pagar pela empresa.

Quadro 2-17 - Cálculo do ajustamento na actividade TEE

		2008	Tarifas 2008	Diferença 2008-tarifas 2008	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
$Am_t^T$	amortizações dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	72 658	77 323	-4 665	-6,0%
$OC_t^T$	outros custos associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	61 773	57 472	4 301	7,5%
$Act_t^T$	valor médio dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	1 251 279	1 298 901	-47 622	-3,7%
$r_t^T$	taxa de rendibilidade permitida para os activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica (%)	7,0%	7,0%		
$S_t^T$	proveitos facturados no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam das tarifas de URT	18 710	9 621	9 089	94,5%
$\Delta_{t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos proveitos relativos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica de t-2	-4 187	-4 187	0	0,0%
$R_t^T$	<b>Proveitos permitidos com as tarifas de Uso da Rede de Transporte</b>	<b>207 498</b>	<b>220 284</b>	<b>-12 786</b>	<b>-5,8%</b>
$R_t^T$	Proveitos facturados com a tarifa de Uso da Rede de Transporte	222 148			
$GC_{URT,t-2}$	Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta de Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2	6 623			
$Amb_{URT,t}$	Custos com a promoção da qualidade do ambiente	1 453			
$R_t^T - R_t^T + GC_{URT,t-2} - Amb_{URT,t}$	<b>Desvio de 2008</b>	<b>19 820</b>			
$i_{2008}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,1440%			
$i_{2009}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009 + 1,0 pp	2,2950%			
$\Delta_{2008}^T$	<b>Ajustamento em 2010, dos proveitos das tarifas de URT facturados em 2008</b>	<b>21 318</b>			

De seguida faz-se a análise do desvio, para cada rubrica que o compõe.

### 2.3.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar, -3,7%, resulta essencialmente de redução do montante do activo fixo bruto. De salientar que, no valor do activo líquido a remunerar no ano de 2008 essa redução é significativamente superior à de 2007, devido ao aumento de cerca de 52%, nas participações do ano. O quadro seguinte apresenta os movimentos nos activos líquidos a remunerar.

**Quadro 2-18 - Movimentos no activo líquido a remunerar**

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

	2008 (1)	Tarifas 2008 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento Custos Técnicos<sup>[1]</sup></b>	254 487	241 771	5,3%
<b>Activo Fixo Bruto <sup>[1]</sup></b>			
Saldo Inicial (1)	2 493 400	2 529 800	-1,4%
Investimento Directo	2 393	4 484	
Transferências p/ exploração	220 149	257 733	
Reclassificações, alienações e abates	-5 393	-2 948	
Saldo Final (2)	2 710 549	2 789 069	-2,8%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	1 196 517	1 198 693	-0,2%
Amortizações do Exercício	78 399	82 998	
Regularizações	-2 702	-2	
Saldo Final (4)	1 272 214	1 281 689	-0,7%
<b>Participações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	114 963	113 898	
Participações do ano	83 725	18 075	
Amortizações do ano	5 741	5 675	
Saldo Final (6)	192 947	126 787	52,2%
<b>Participações Invest. Em curso</b>			
Saldo inicial líquido (7)	17 112	0	
Saldo Final (8)	58 138	0	
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (11) = (1) - (3) - (5) + (7)	1 199 032	1 217 209	-1,5%
Valor de 2008 (12) = (2) - (4) - (6) + (8)	1 303 526	1 380 593	-5,6%
<b>Activo líquido médio (13) = [(11) + (12)]/2</b>	<b>1 251 279</b>	<b>1 298 901</b>	<b>-3,7%</b>

Nota: <sup>[1]</sup> O montante de participações em 2008 exclui as participações de imobilizado que ainda não passou à exploração.

A taxa de realização do investimento do ano relativamente ao previsto foi de 105,3%.

## 2.3.2 OUTROS CUSTOS NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o Quadro 2-19, o desvio dos “Outros custos” (OC<sup>T</sup>) foi de cerca de 7,5%.

Quadro 2-19 - Outros Custos na actividade TEE

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008 - Tarifas 2008)	
			Valor	%
Materiais Diversos	394	180	214	119%
Fornecimentos e Serviços Externos <sup>[1]</sup>	37 339	29 739	7 600	26%
Custos com Pessoal	21 566	25 223	-3 657	-14%
Outros Custos Operacionais	1 118	942	176	19%
Provisões	1 076	1 403	-327	-23%
Custos e Perdas Extraordinários <sup>[2]</sup>	280	-15	295	
<b>Outros Custos</b>	<b>61 773</b>	<b>57 472</b>	<b>4 301</b>	<b>7,5%</b>

Notas:

<sup>[1]</sup> Exclui custos com a promoção da qualidade do ambiente no valor de 554 milhares de euros.

<sup>[2]</sup> Exclui custos com a promoção da qualidade do ambiente no valor de 1 008 milhares de euros.

Através da análise do Quadro acima, verifica-se que os fornecimentos e serviços externos aumentaram significativamente e os custos com pessoal diminuíram. Como acima mencionado, no exercício de 2008, face à concentração dos serviços de apoio numa empresa criada para a função de Back Office, os custos e os proveitos operacionais da Rede Eléctrica Nacional, apresentam alterações com consequências quer para a actividade de Gestão Global do Sistema, quer para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

Se considerarmos os custos de exploração líquidos de Trabalhos para a própria empresa, verificamos que o aumento se cifra em 2,3%.

**Quadro 2-20 - Custos de exploração líquidos de Trabalhos para a própria empresa da TEE**

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008 - Tarifas 2008)	
			Valor	%
Fornecimentos e Serviços Externos	37 339	29 739	7 600	26%
Custos com Pessoal	21 566	25 223	-3 657	-14%
Outros Custos Operacionais	1 118	942	176	19%
<b>Outros Custos</b>	<b>60 023</b>	<b>55 904</b>	<b>4 119</b>	<b>7,4%</b>
Trabalhos Própria Empresa	13 358	10 270	3 088	30%
<b>Outros custos deduzidos de TPE</b>	<b>46 665</b>	<b>45 634</b>	<b>1 031</b>	<b>2,3%</b>
Outros proveitos operacionais relacionados com transacções do Grupo	2 298	0	2 298	
	<b>44 367</b>	<b>45 634</b>	<b>-1 267</b>	<b>-2,8%</b>

A transferência de pessoal das empresas para a REN Serviços e para a Holding do Grupo, transferiu para estas parte substancial dos custos com pessoal que até 2007 estavam - nas demais empresas. Em contrapartida, os débitos efectuados a título de prestação de serviços aparecem expressos nas contas reguladas como fornecimentos e serviços externos, promovendo o aumento desta rubrica. Como tal foram considerados os proveitos relacionados com transacções do Grupo e, tal como se pode verificar, a situação inverte-se e verifica-se um decréscimo de 2,8% comparativamente com os valores aceites para Tarifas 2008.

**2.3.3 OUTROS PROVEITOS NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA**

De acordo com o Quadro 2-21, verifica-se um aumento dos “Outros proveitos” em cerca de 94,5%.

**Quadro 2-21 - Outros proveitos na actividade TEE**

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

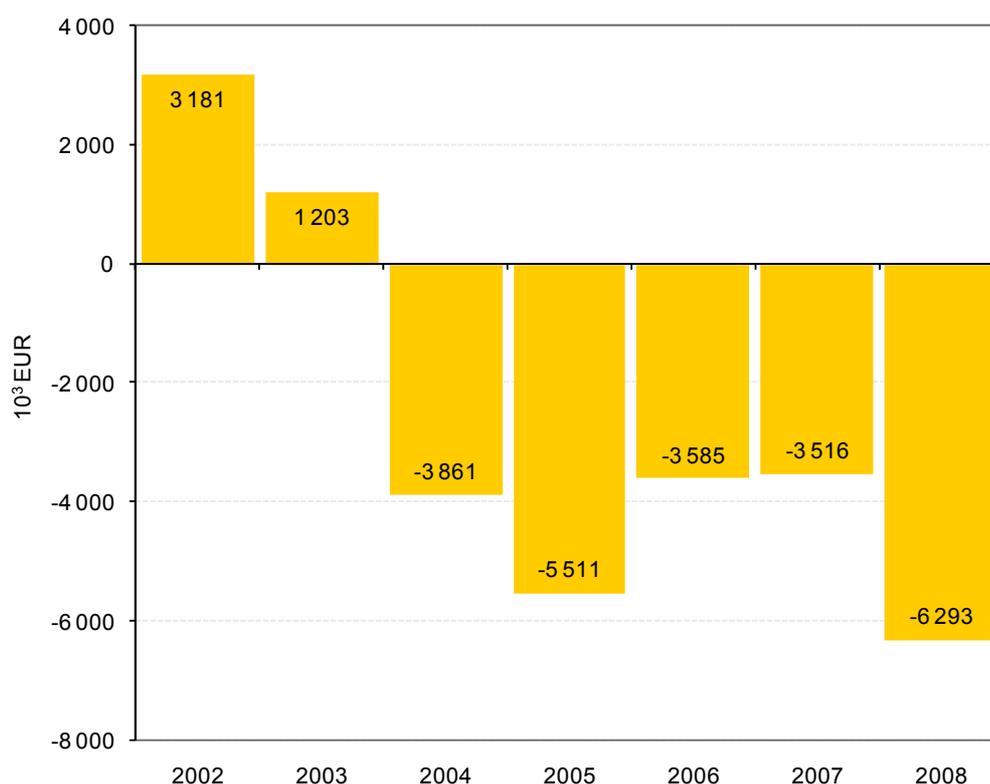
	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008 - Tarifas 2008)	
			Valor	%
Compensação entre TSO	0	-2 898	2 898	-100%
Prestações de Serviços	218	566	-348	-62%
Outros Proveitos Operacionais	3 508	931	2 577	277%
Trabalhos Própria Empresa	13 358	10 270	3 088	30%
Rendas de Prédios	130	235	-105	-45%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	1 496	516	980	190%
<b>Outros Proveitos</b>	<b>18 710</b>	<b>9 621</b>	<b>9 089</b>	<b>94,5%</b>

Para o desvio da rubrica de “Outros proveitos” contribuíram:

- O valor da compensação entre TSO em 2008, que foi compensado através das rendas de congestionamento de interligações. Em 2008 o custo incorrido foi de 6 293 milhares de euros.
- As rubricas de trabalhos para a própria empresa e de outros proveitos operacionais cujos proveitos superaram o montante inicialmente previsto. O desvio da rubrica de trabalhos para a própria empresa está directamente relacionada com o investimento do ano que conforme mencionado superou as previsões em cerca de 5%.

No que se refere à compensação entre TSO, o crescimento das importações decorrentes de contratações do SENV e vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito levou a que a REN tivesse passado de uma situação de recebedora, em 2002 e 2003, para pagadora desde 2004, conforme se demonstra na Figura 2-3.

**Figura 2-3 - Compensação entre TSO**



O montante recebido pela REN, em 2007 e 2008, com as rendas de congestionamento superou o custo com as tarifas transfronteiriças, pelo que não se considerou qualquer valor para efeitos de ajustamento.

### 2.3.4 PROVEITO PROVENIENTE DO MECANISMO DA GESTÃO CONJUNTA DA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL – ESPANHA

Durante o ano de 2008 a REN recebeu um montante relativo a rendas de congestionamento de 33 575 milhares de euros. De acordo com o Regulamento Tarifário, este montante deve ser imputado às seguintes rubricas, de acordo com a seguinte prioridade:

- Compensação económica ao sistema eléctrico importado pela energia exportada em consequência da redução da capacidade de interligação,
- Cobertura de custos associados a acções coordenadas de balanço e acções de redespacho,
- Investimento na rede de transporte destinado a manter ou reforçar a capacidade de interligação e,
- O remanescente revertido nas tarifas.

Assim, o valor recebido em 2008 foi repartido da seguinte forma:

- 6 293 milhares de euros para cobrir o custo com as tarifas transfronteiriças de 2008, tal como referido anteriormente;
- 2 031 milhares de euros referente a cobertura de custos de acções coordenadas de balanço e acções de redespacho e,
- 18 628 milhares de euros como um subsídio ao investimento em interligações.
- 6 623 milhares de euros a reverter para as tarifas

### 2.3.5 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Os custos aceites pela ERSE relacionados com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA) ascendem a 1 453 milhares de euros, conforme apresentado no Quadro 2-31. A justificação do valor aceite encontra-se no documento “PPDA da REN – Análise do Relatório de Execução de 2008”.

**Quadro 2-22 - Custos aceites dos PPDA executados em 2008**

Unidade :EUR

<b>Medida</b>	<b>MAT</b>	<b>AT</b>	<b>Total</b>
Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente (SIGQAS)	27 095,11	19 620,59	46 715,70
Parcerias e projectos I&D - conservação da Águia de Bonelli	100 000,00	0,00	100 000,00
Integração paisagística de subestações	130 309,18	94 361,82	224 671,00
Protecção da avifauna	173 284,30	0,00	173 284,30
Requalificação ambiental de corredores de linhas	908 176,45	0,00	908 176,45
<b>TOTAL</b>	<b>1 338 865,04</b>	<b>113 982,41</b>	<b>1 452 847,45</b>

## **2.4 COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE**

De acordo com os artigos 78.º, 79.º e 80.º, do Regulamento Tarifário, os ajustamentos dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são dados pelas diferenças entre os proveitos efectivamente facturados em 2008 e os que resultam da aplicação da fórmula básica do n.º1 de cada um dos respectivos artigos aos custos efectivamente ocorridos em 2008.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2010, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos facturados pelo operador da rede de distribuição (954 883 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (1 000 786 milhares de euros). A diferença de -45 903<sup>7</sup> milhares de euros é actualizada para 2010 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média de 2008, acrescida de meio ponto percentual e a taxa de juro EURIBOR a 3 meses média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, acrescida de um ponto percentual.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2010 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos facturados pelo operador da rede de distribuição (210 641 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (223 111 milhares de euros). Esta diferença de -12 470 milhares de euros é actualizada para 2010 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média de 2008, acrescida de meio ponto percentual e a taxa de juro EURIBOR a 3 meses média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, acrescida de um ponto percentual.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

---

<sup>7</sup> Um desvio negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

**Quadro 2-23- Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte**

		2008
		10 <sup>3</sup> EUR
<b>A</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>1 000 786</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	270 712
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	640 491
(+)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	352 167
(+)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	288 324
	<b>CMEC</b>	64 918
(+)	Parcela Fixa dos CMEC	64 918
(+)	Parcela de Acerto dos CMEC	0
(-)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(+)	Défi ce tarifário de BT em 2006	16 469
(+)	Défi ce tarifário de BTN em 2007	6 251
(-)	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-1 945
<b>B</b>	<b>Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>954 883</b>
<b>[B] - [A]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD</b>	<b>-45 903</b>
<b><math>\Delta_{2008}^T</math></b>	<b>Ajustamento em 2010, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2008</b>	<b>-49 372</b>
<b>C</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>223 111</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	222 148
(-)	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-963
<b>D</b>	<b>Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>210 641</b>
<b>[D] - [C]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD</b>	<b>-12 470</b>
<b><math>\Delta_{2008}^T</math></b>	<b>Ajustamento em 2010, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2008</b>	<b>-13 412</b>
$t_{t-2}^T$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 2008 acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,144%
$t_{t-1}^T$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009 acrescida de 1 ponto percentual	2,295%

## 2.5 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 81.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2008 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 81.º aos valores realmente verificados em 2008, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas, à melhoria da qualidade de serviço e à promoção da qualidade do ambiente.

O Quadro 2-24 compara os valores verificados em 2008 (“2008”) com os previstos em 2007 no cálculo das tarifas de 2008 (“Tarifas 2008”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2010 resulta da diferença entre os proveitos facturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2008, de 1 028 369<sup>8</sup> milhares de euros e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 070 544<sup>9</sup> milhares de euros, com os incentivos aceites *a posteriori* (9 901<sup>10</sup> milhares de euros) no montante de 1 080 445 milhares de euros. Esta diferença de -52 076 milhares de euros é actualizada para 2010 aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média de 2008, acrescida de meio ponto percentual e a taxa de juro EURIBOR a 3 meses média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, acrescida de um ponto percentual.

---

<sup>8</sup> Proveitos da URD<sub>AT/MT</sub>, 421 024 milhares de euros + Proveitos da URD<sub>BT</sub>, 607 345 milhares de euros.

<sup>9</sup> Proveitos da DEE em AT/MT, 442 612 milhares de euros + Proveitos da DEE em BT, 627 933 milhares de euros.

<sup>10</sup> Promoção do desempenho ambiental em AT/MT, 3 452 milhares de euros e em BT, 3 000 milhares de euros + Redução de Perdas em AT/MT, 2 054 milhares de euros e em BT 1 394 milhares de euros  
O incentivo à Melhoria da Qualidade de Serviço foi nulo

## Quadro 2-24 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

			Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
			2008	Tarifas 2008
1	$F_{21}^D$	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	141 919	141 919
2	$P_{21}^D$	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)	0,005372	0,005372
3	$E_{21}^D$	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	46 257	48 176
4		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	6 985	6 985
5	$A_{21-2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-45 213	-45 213
6	$= (1)+(2)\times(3)/1000+(4)-(5)$	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT</b>	<b>442 612</b>	<b>452 920</b>
7	$R_{AT/MT}^D$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	421 024	
8	$= (7) - (6)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	-21 588	
9	$RQS_i$	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	0	
10	$Amb_{21}^D$	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em AT/MT	3 452	
11	$PP_{21}^D$	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	2 054	
A	$\Delta_{AT/MT}^D = (8) - (9) - (10) - (11)$	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2008 em AT/MT</b>	<b>-27 094</b>	
B	$\Delta_{AT/MT,2008}^D = A \times (1+i_{2008}^D) \times (1+i_{2009}^D)$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2008, em AT/MT</b>	<b>-29 141</b>	
12	$F_{21}^D$	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	278 610	278 610
13	$P_{21}^D$	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)	0,013225	0,013225
14	$E_{21}^D$	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	24 127	25 493
15		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	13 164	13 164
16	$A_{21-2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-17 079	-17 079
17	$= (12)+(13)\times(14)/1000+(15)-(16)$	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>627 933</b>	<b>645 998</b>
18	$R_{BT}^D$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	607 345	
19	$= (18) - (17)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-20 588	
20	$Amb_{21}^D$	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em BT	3 000	
21	$PP_{21}^D$	Incentivo à redução de perdas, em BT	1 394	
C	$\Delta_{BT}^D = (19) - (20) - (21)$	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT</b>	<b>-24 982</b>	
D	$\Delta_{BT,2008}^D = C \times (1+i_{2008}^D) \times (1+i_{2009}^D)$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2008, em BT</b>	<b>-26 870</b>	
E	$\Delta_{2008}^D = (B) + (D)$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2008</b>	<b>-56 011</b>	
$i_{1-2}^D$	$i_{2008}^D$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 2008 acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,144%	
$i_{1-1}^D$	$i_{2009}^D$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009 acrescida de 1 ponto percentual	2,295%	

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação através de variáveis parametrizadas para cada período de regulação. Os proveitos a proporcionar nesta actividade dependem dos seguintes factores:

- Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição.
- Nível de perdas nas redes de distribuição;
- Energia não distribuída em MT;
- Eventuais custos de política ambiental;

Seguidamente é apresentado, para cada um destes factores, o desvio verificado em 2008.

### 2.5.1 ENERGIA ELÉCTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Verificou-se um desvio nas quantidades entregues pelas redes de AT/MT e de BT relativamente ao estimado em -4,0% e -5,4%, respectivamente (Quadro 2-25).

**Quadro 2-25 - Energia entregue pelas redes da distribuição**

Unidade: GWh

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008 - Tarifas 2008)	
			Valor	%
Redes de AT/MT	46 256	48 176	-1 920	-4,0%
AT	6 359	5 908	451	7,6%
MT	14 314	15 186	-872	-5,7%
BT ajustada para rede de AT/MT	25 583	27 082	-1 500	-5,5%
Redes de BT	24 127	25 493	-1 366	-5,4%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para a BT é de 6,03, o utilizado para o cálculo das tarifas de 2008 foi de 6,23.

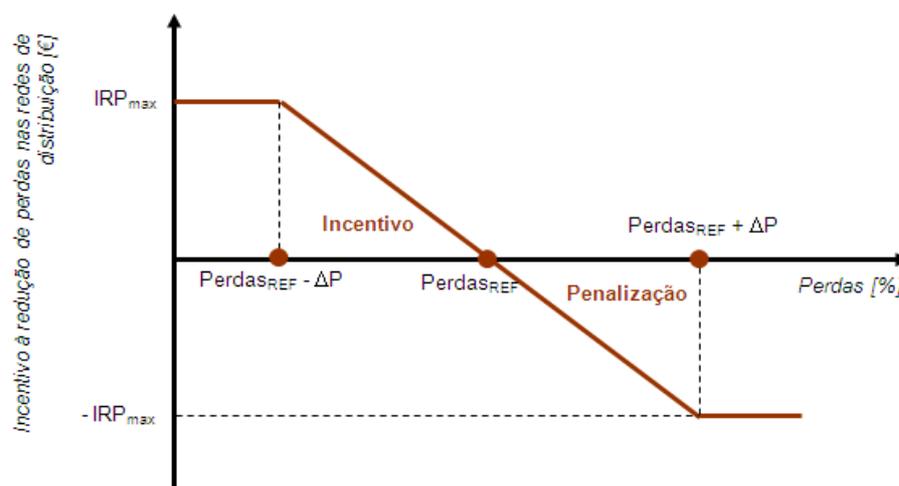
### 2.5.2 NÍVEL DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

#### 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 AT e MT 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 AT e MT 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 2-4 estabelece ainda:

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

**Figura 2-4 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**

No início do actual período regulatório, definiu-se o valor das perdas de referência<sup>11</sup> para cada um dos 3 anos do período de acordo com o Quadro 2-26.

**Quadro 2-26 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**

	2006	2007	2008
Valor das perdas de referência ( $Perdas_{REF}$ )	8,38%	8,30%	8,22%

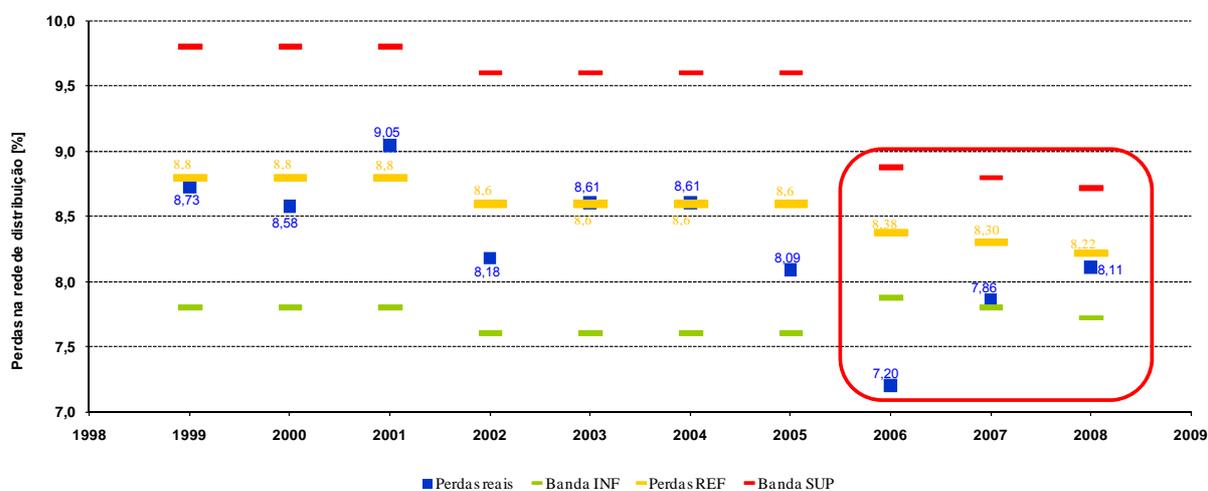
Foi também estabelecido o valor de 0,5 pontos percentuais, em relação ao valor de referência de cada ano, como limite do mecanismo de incentivo ( $\Delta P$ ).

#### EVOLUÇÃO DAS PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída da rede de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A Figura 2-5 apresenta a evolução das perdas na rede de distribuição, verificadas entre 1999 e 2008, no seu referencial da saída.

<sup>11</sup> Para efeitos do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição, os valores das perdas deverão ser referidas à saída da rede de distribuição, excluindo portanto os consumos em MAT.

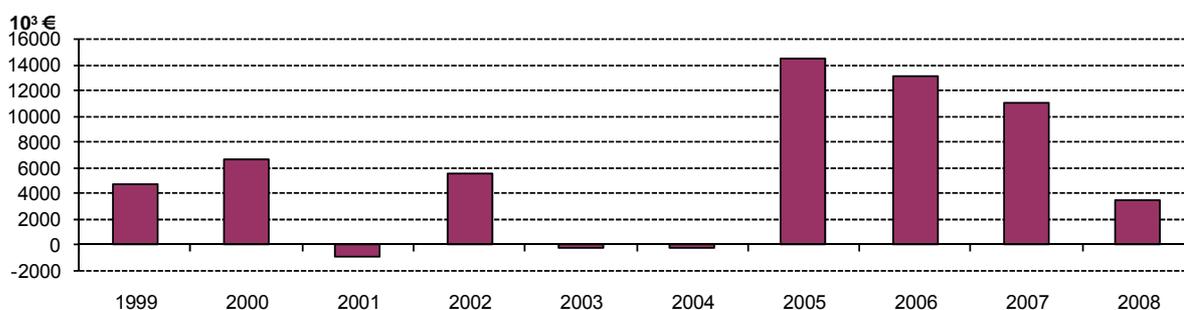
**Figura 2-5 - Evolução das perdas verificadas na rede de distribuição, no seu referencial da saída e perdas de referência para o período regulatório de 2006-2008**



### VALORIZAÇÃO DAS PERDAS

A figura seguinte apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição desde 1999.

**Figura 2-6 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**



Fonte: ERSE

O Quadro 2-27 apresenta a variação de perdas ocorrida no período regulatório 2006 a 2008 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.

**Quadro 2-27 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição**

		2006	2007	2008
Valor das perdas de referência	(%)	8,38	8,30	8,22
Valor real das perdas	(%)	7,20	7,86	8,11
Redução verificada	p.p.	1,18	0,44	0,11
Redução máxima aceite	p.p.	0,50	0,50	0,50
Valorização Perdas Vp	(€/MWh)	59,60	56,22	69,98
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	44,042	44,481	44,802
Valor a receber pela empresa	(10 <sup>6</sup> €)	13,124	11,003	3,449

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2007 e 2008 foram observados os seguintes critérios: Para o primeiro semestre de 2007, tiveram-se em conta as tarifas em vigor TEP, TUGS, TURT e TURD, resultando numa valorização média de 60,28 €/MWh. Já para o segundo semestre de 2007, atendendo a que entrou em funcionamento o mercado diário ibérico (MIBEL), 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, considerou-se a média dos dois semestres, tendo o valor do parâmetro (Vp) resultado no valor de 56,22 €/MWh.

Para efeitos da valorização das perdas em 2008, foi utilizada a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 69,98 €/MWh. Esta valorização aplicada à diferença entre as perdas verificadas e o valor das perdas de referência (0,11pp) resulta num prémio para o operador da rede de distribuição no valor de 3,45 milhões de euros.

### 2.5.3 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

De acordo com o artigo 108.º do Regulamento Tarifário<sup>12</sup>, o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende do valor da energia não distribuída (*END*). Este incentivo tem uma actuação *a posteriori* com um desfasamento de dois anos.

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

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

O indicador geral de continuidade de serviço Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (*TIEPI*) é determinado de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço, sendo

<sup>12</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.

consideradas as interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções originadas na Rede Nacional de Transporte.

A Energia Distribuída (*ED*) é calculada de acordo com a metodologia estabelecida no documento da ERSE "Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2003" com a respectiva adaptação atendendo à organização actual do sector. T corresponde ao número de horas do ano em causa.

Os valores dos parâmetros do mecanismo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2008, publicados com as tarifas e os preços da energia eléctrica para o ano de 2008, através do Despacho n.º 29287-A/2007, de 21 de Dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 2-28.

**Quadro 2-28 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2008**

$END_{REF}$	$0,000161 \times ED$
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 € / kWh
$ RQS_{max}  =  RQS_{min} $	5 000 000 €

O valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2008 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de *ED*, i.e., atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 2-29 apresenta o modo de determinação da *END* em 2008, com indicação dos valores de energia activa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2008 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

**Quadro 2-29 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2008**

Valores ERSE

Valores de energia activa 2008	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$ : entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	7 098 113,59	23 335 307,40	13 182 221,58	6 483 011,03	50 098 653,59
$W_{CMAT MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	96 898,31	730 541,99	539 450,96	299 880,85	1 666 772,11
$W_{CMAT ML}$ : vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} - W_{CMAT MR}$ (MWh)	7 001 215,28	22 604 765,41	12 642 770,62	6 183 130,18	48 431 881,48
$\gamma_{AT}$	0,02	0,01	0,01	0,01	
$1 + \gamma_{AT}$	1,02	1,01	1,01	1,01	
$(1 + \gamma_{AT})^{-1}$	0,99	0,99	0,99	0,99	
$(W_{RNTAT} + W_{PAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 896 390,15	22 299 265,47	12 507 687,59	6 122 517,26	47 825 860,47
$W_{CAT MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	690 403,45	2 675 788,72	1 926 863,54	1 064 496,15	6 357 551,86
$W_{CAT ML}$ : vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	328,65	1 082,66	521,47	336,44	2 269,21
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	690 732,10	2 676 871,38	1 927 385,00	1 064 832,59	6 359 821,08
$(W_{RNTAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1} - (W_{CAT})$ (MWh)	6 205 658,04	19 622 394,09	10 580 302,59	5 057 684,66	41 466 039,39
$W_{PMT}$ (obs.: incluído em $W_{RNTAT}$ sendo por esta forma afectado por $\gamma_{AT}$ ) (MWh)					
$W_{PBT}$ (obs.: incluído em $W_{RNTAT}$ sendo por esta forma afectado por $\gamma_{AT}$ ) (MWh)					
$W_{PMT} + W_{PBT}$ (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$ED = [(W_{RNTAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1} - (W_{CAT})] + [W_{PMT} + W_{PBT}]$ (MWh)					41 466 039,39
TIEPI (min)					91,80
TIEPI (h)					1,53
T (h)					8 784,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					7 222,20

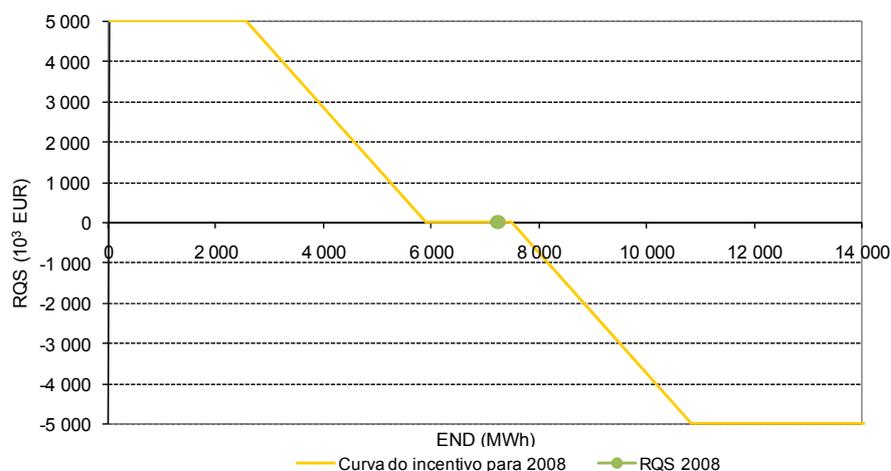
Com base no valor de energia distribuída em 2008 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 2-30.

**Quadro 2-30 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2008**

$END$ (MWh)	7222,20
$END_{REF} = 0,000161 \times ED$ (MWh)	6676,03
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$ (MWh)	801,12
$END_{REF} - \Delta V$ (MWh)	5874,91
$END_{REF} + \Delta V$ (MWh)	7477,16

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de  $END$  em 2008 superior a  $END_{REF} - \Delta V$  e inferior a  $END_{REF} + \Delta V$ , o valor do incentivo a aplicar em 2010 é nulo.

Na Figura 2-7 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2008, bem como o posicionamento do respectivo valor de  $END$  e incentivo associado.

**Figura 2-7- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2008**

#### 2.5.4 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Os custos aceites pela ERSE relacionados com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA) ascendem a 6 452 milhares de euros, conforme apresentado no Quadro 2-31. A justificação do valor aceite encontra-se no documento “PPDA da EDP Distribuição – Análise do Relatório de Execução de 2008”.

**Quadro 2-31 - Custos aceites do PPDA executado em 2008**

Unidade: EUR

Medida	AT	MT	BT	Total
P1 - Centralização e parqueamento de materiais levantados da rede, potenciais resíduos da actividade de distribuição de energia eléctrica	3 794,35	5 059,14	3 794,35	12 647,84
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	59 572,60	5 683,50	378,90	65 635,00
P3 - Implementação de um sistema de gestão ambiental (SGA)	27 623,76	0,00	0,00	27 623,76
P4 - Controlo de emissões SF6	33 626,94	0,00	0,00	33 626,94
P5 - Integração paisagística	707 453,00	1 747 687,00	2 949 894,05	5 405 034,05
P6 - Protecção da avifauna	51 469,71	779 044,61	6 240,41	836 754,73
P7 - Formação em ambiente e sustentabilidade	7 696,27	22 947,60	39 964,13	70 608,00
TOTAL	891 236,63	2 560 421,85	3 000 271,84	6 451 930,32

## 2.6 COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

De acordo com o n.º 4 do artigo 82.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2008 e os proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição no âmbito da actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, com base nos quais foi determinada a tarifa de Comercialização de Redes para vigorar em 2008.

A actividade de Comercialização de Redes, em 2008, era regulada por taxa de remuneração com custos aceites *a priori*, pelo que, o ajustamento a repercutir dois anos depois resulta exclusivamente da variação do número de clientes do mercado regulado e do mercado liberalizado relativamente ao estimado.

O Quadro 2-32 apresenta os proveitos obtidos na actividade de Comercialização de Redes, em 2008, por aplicação das tarifas em vigor pelo número de consumidores por nível de tensão: NT (que inclui MAT, AT e MT), BTE e BTN.

**Quadro 2-32 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, em 2008**

	Tarifas 2008			Real 2008	
	Proveitos Permitidos	Número de Clientes	Tarifas CRedes	Número de Clientes	Facturação
	10 <sup>3</sup> EUR		€/mês/cliente		10 <sup>3</sup> EUR
	(1)	(2)	(3) = [(1) / (2)]/12x1000	(4)	(5) = (3) x (4) x 12 / 1000
NT	21 642	22 984	78,47	23 375	22 011
Clientes MR				23 169	
Clientes ML				206	
BTE	9 201	32 485	23,60	31 561	8 938
Clientes MR				30 032	
Clientes ML				1 529	
BTN	121 001	6 056 301	1,66	6 030 572	120 129
Clientes MR				5 861 446	
Clientes ML				169 127	
<b>Total</b>	<b>151 844</b>	<b>6 111 770</b>		<b>6 085 508</b>	<b>151 078</b>

Da diferença entre o montante facturado em 2008, de 151 078 milhares de euros, e o montante de proveitos permitidos, calculados em 2007 para Tarifas 2008, de 151 844 milhares de euros apura-se um desvio de -766 milhares de euros o qual se encontra desagregado por nível de tensão no quadro

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

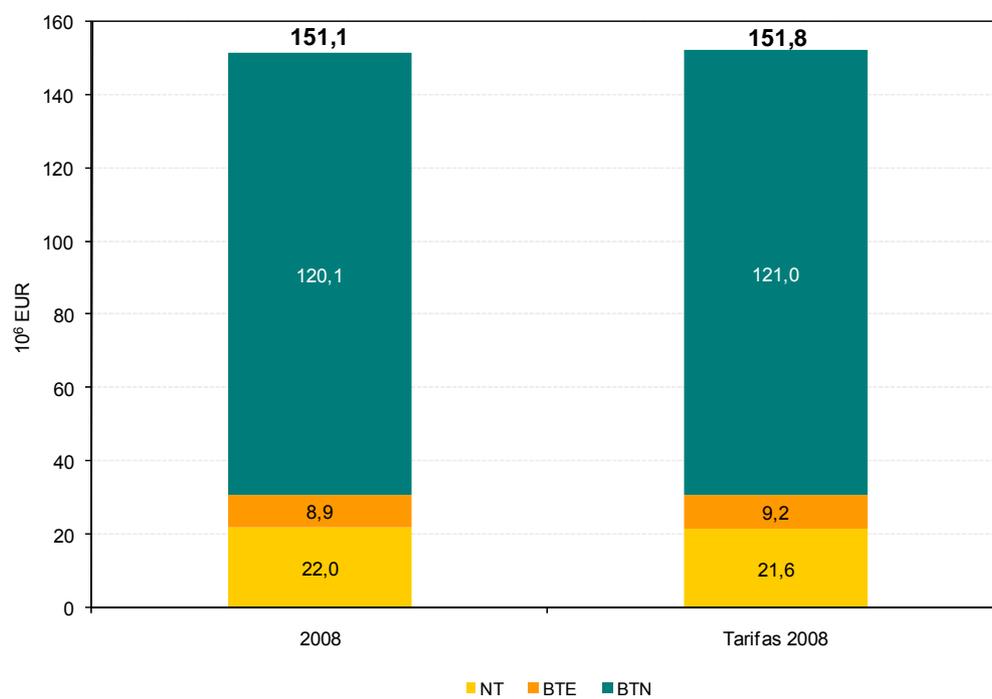
Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

seguinte. Este desvio é actualizado para 2010 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média de 2008, acrescida de meio ponto percentual e a taxa de juro EURIBOR a 3 meses média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, acrescida de um ponto percentual.

**Quadro 2-33 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Redes**

			Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
			2008
1		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em NT	22 011
2		Proveitos permitidos em NT, calculados em 2007 para Tarifas 2008	21 642
<b>A</b>	$\Delta_{NT,T}^{CR} = (1) - (2)$	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2008 em NT</b>	<b>369</b>
<b>B</b>	$\Delta_{NT,2008}^{CR} = A \times (1+i_{2008}^{CR}) \times (1+i_{2009}^{CR})$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2008, NT</b>	<b>397</b>
3		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em BTE	8 938
4		Proveitos permitidos em BTE, calculados em 2007 para Tarifas 2008	9 201
<b>C</b>	$\Delta_{BTE,T}^{CR} = (3) - (4)$	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2008 em BTE</b>	<b>-263</b>
<b>D</b>	$\Delta_{BTE,2008}^{CR} = A \times (1+i_{2008}^{CR}) \times (1+i_{2009}^{CR})$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2008, BTE</b>	<b>-283</b>
5		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em BTN	120 129
6		Proveitos permitidos em BTN, calculados em 2007 para Tarifas 2008	121 001
<b>E</b>	$\Delta_{BTN,T}^{CR} = (5) - (6)$	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2008 em BTN</b>	<b>-872</b>
<b>F</b>	$\Delta_{BTN,2008}^{CR} = A \times (1+i_{2008}^{CR}) \times (1+i_{2009}^{CR})$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2008, BTN</b>	<b>-938</b>
<b>G</b>	<b>A + C + E</b>	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2008</b>	<b>-766</b>
<b>H</b>	<b><math>\Delta_{2007}^{CR} = B + D + F</math></b>	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2008</b>	<b>-824</b>
$i_{t-2}^{CR}$	$i_{2008}^{CR}$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 2008 acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,144%
$i_{t-1}^{CR}$	$i_{2009}^{CR}$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009 acrescida de 1 ponto percentual	2,295%

Na Figura 2-8 apresentam-se os proveitos permitidos que serviram de base para o cálculo das tarifas em 2008 e os que se verificaram em 2008, desagregados por nível de tensão.

**Figura 2-8 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Credes  
(Real 2008 e Tarifas 2008)**

## 2.7 COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com o n.º 3 do artigo 86.º do Regulamento Tarifário<sup>13</sup>, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2008 e a soma dos proveitos permitidos do comercializador de último recurso no âmbito da actividade de Comercialização, por nível de tensão, com base nos quais foi determinada a tarifa de Comercialização para vigorar em 2008.

A actividade de Comercialização, em 2008, era regulada por taxa de remuneração com custos aceites *a priori*, sendo o ajustamento a repercutir dois anos depois resultante da variação do número de clientes do mercado regulado relativamente ao estimado e que serviu de base para cálculo das tarifas em vigor

O Quadro 2-34 apresenta os proveitos obtidos na actividade de Comercialização, em 2008, por aplicação das tarifas em vigor ao número de consumidores, por nível de tensão.

**Quadro 2-34 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização, em 2008**

	Tarifas 2008			Real 2008	
	Proveitos Permitidos	Número de Clientes	Tarifas C	Número de Clientes	Facturação
	10 <sup>3</sup> EUR		€/mês/cliente		10 <sup>3</sup> EUR
	(1)	(2)	(3) = [(1) / (2)] / 12 x 1000	(4)	(5) = (3) x (4) x 12 / 1000
NT	3 127	20 564	12,670	23 218	3 530
BTE	1 773	28 709	5,150	30 113	1 861
BTN	88 951	5 823 963	1,270	5 851 772	89 181
Total	93 851	5 873 236		5 905 102	94 572

Da diferença entre o montante facturado em 2008, de 94 572 milhares de euros, e o montante de proveitos permitidos, calculados em 2007 para Tarifas 2008, de 93 851 milhares de euros apura-se um desvio de 721<sup>14</sup> milhares de euros. Este desvio actualizado para 2010 atinge o montante de 775 milhares de euros, como se visualiza no Quadro 2-35.

<sup>13</sup> Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto

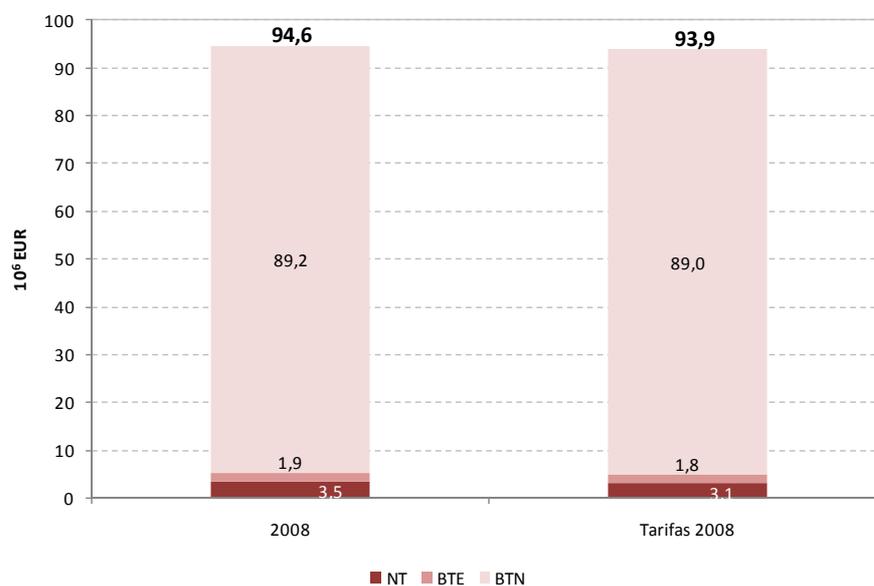
<sup>14</sup> Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

## Quadro 2-35 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização

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

			2008
1		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR, em NT	3 530
2		Proveitos permitidos em NT, calculados em 2007 para Tarifas 2008	3 127
A	$\Delta_{NT,T}^{CE} =$	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2008, em NT</b>	<b>403</b>
B	$\Delta_{NT,2008}^{CE} =$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2008, NT</b>	<b>434</b>
4		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR, em BTE	1 861
5		Proveitos permitidos em BTE, calculados em 2007 para Tarifas 2008	1 773
C	$\Delta_{BTE,T}^{CE} =$	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2008, em BTE</b>	<b>88</b>
D	$\Delta_{BTE,2008}^{CE} =$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2008, BTE</b>	<b>94</b>
6		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR em BTN	89 181
7		Proveitos permitidos em BTN, calculados em 2007 para Tarifas 2008	88 951
E	$\Delta_{BTN,T}^{CE} =$	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2008, em BTN</b>	<b>230</b>
F	$\Delta_{BTN,2008}^{CE} =$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2008, BTN</b>	<b>247</b>
G	A + C + E	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2008</b>	<b>721</b>
H	$\Delta_{2008}^{CE} =$	<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2008</b>	<b>775</b>
$i_{t-2}^E$	$i_{2008}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,144%
$i_{t-1}^E$	$i_{2009}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,295%

Na Figura 2-9 apresentam-se os proveitos permitidos que serviram de base para o cálculo das tarifas em 2008 e os que se verificaram em 2008, desagregados por nível de tensão.

**Figura 2-9 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização  
(Real 2008 e Tarifas 2008)**

## 2.8 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

### DIFERENCIAL DE CUSTO COM AS AQUISIÇÕES AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

De acordo com o artigo 83º do Regulamento Tarifário o diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2008 e a diferença entre os custos reais com a aquisição a estes produtores e as quantidades adquiridas valorizadas a preço de mercado.

O desvio de 2008 dos custos da PRE atingiu o montante de 317 120<sup>15</sup> milhares de euros, consequência do aumento do preço de mercado que se reflectiu numa redução do sobrecusto unitário por kWh adquirido.

O ajustamento desta componente a repercutir em 2010, de 35 499<sup>16</sup> milhares de euros, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de 341 085<sup>17</sup> milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2009 (305 586<sup>18</sup> milhares de euros), ambos os valores encontram-se actualizados para 2010. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

---

<sup>15</sup> Desvio PRE<sup>FER</sup>, 175 536 milhares de euros + Desvio PRE<sup>FENR</sup>, 141 584 milhares de euros.

<sup>16</sup> Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

<sup>17</sup> Desvio PRE<sup>FER</sup>, 188 801 milhares de euros + Desvio PRE<sup>FENR</sup>, 152 284 milhares de euros.

<sup>18</sup> Ajustamento provisório PRE<sup>FER</sup>, 138 269 milhares de euros e ajustamento PRE<sup>FENR</sup>, 167 317 milhares de euros

**AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010**

Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

**Quadro 2-36 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE**

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

		2008
A	Diferencial da PRE <sup>FER</sup> recuperado em 2008	352 167
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) - (3)]	176 631
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	176 631
a	Custo de aquisição	802 014
b	Quantidades	8 548
c	Preço de mercado	73,16
2	Ajustamento t-1	0
3	Ajustamento t-2	0
C	Desvio do diferencial PRE <sup>FER</sup> , em 2008 (A) - (B)	175 536
D	Desvio do diferencial PRE <sup>FER</sup> , em 2008 actualizado para 2010 = (C) x (1 + i <sub>2008</sub> <sup>E</sup> ) x (1 + i <sub>2009</sub> <sup>E</sup> )	188 801
E	Valor do ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nos proveitos de 2009	135 167
F	Valor do ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nos proveitos de 2009, actualizado para 2010 = E x (1 + i <sub>2009</sub> <sup>E</sup> )	138 269
G	Ajustamento do diferencial PRE <sup>FER</sup> , de 2008 a recuperar nos proveitos permitidos de 2010	50 532
H	Diferencial da PRE <sup>FENR</sup> recuperado em 2008	288 324
I	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(4) - (5) - (6)]	146 740
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	146 740
d	Custo de aquisição	368 380
e	Quantidades	3 030
f	Preço de mercado	73,16
5	Ajustamento t-1	0
6	Ajustamento t-2	0
J	Desvio do diferencial PRE <sup>FENR</sup> , em 2008 (H) - (I)	141 584
K	Desvio do diferencial PRE <sup>FENR</sup> , em 2008 actualizado para 2010 = (J) x (1 + i <sub>2008</sub> <sup>E</sup> ) x (1 + i <sub>2009</sub> <sup>E</sup> )	152 284
L	Valor do ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nos proveitos de 2009	163 563
M	Valor do ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nos proveitos de 2009, actualizado para 2010 = L x (1 + i <sub>2009</sub> <sup>E</sup> )	167 317
N	Ajustamento do diferencial PRE <sup>FENR</sup> , de 2008 a recuperar nos proveitos permitidos de 2010	-15 033
O	Sobrecusto PRE [(G) + (N)]	35 499
i <sub>2008</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,144%
i <sub>2009</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,295%

**CUSTOS COM A ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA**

De acordo com o artigo 84º Regulamento Tarifário os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica são ajustados pela diferença entre os valores facturados pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia e os custos com aquisição de

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

energia eléctrica calculados com base em custos reais. O ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica referente a 2008 a repercutir nas tarifas de 2010 é de 152 449<sup>19</sup> milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 2-37. A este valor é necessário adicionar o diferencial de juros por aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, no montante de 53 755 milhares de euros. Pelo que o desvio final desta actividade a repercutir em tarifas de 2010 atinge o montante de 206 205 milhares de euros.

**Quadro 2-37 - Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2008</b>
+	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Aquisição de Energia Eléctrica	32 678
-	Diferença entre os valores facturados pela EDP SU pela aplicação da TEP e o valor pago à REN para abastecimento dos clientes	-29 497
+	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes	3 641 874
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais	16 640
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados	2 343 658
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões	405 824
+	Outros custos	28 728
+	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecurso)	847 023
+	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE	11 498
-	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, de 2007 incorporados em 2008	22 536
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas de 2006	-35 006
<b>A</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>3 728 017</b>
<b>B</b>	Proveitos facturados com a aplicação da TE a clientes finais	2 543 335
<b>C</b>	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica (A - B), em 2008	1 184 682
<b>D</b>	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica actualizados para 2010 $[(C) \times (1 + i_{2008}^E) \times (1 + i_{2009}^E)]$	1 274 209
<b>E</b>	Desvio provisório dos ajustamentos de 2008 calculado em 2008 e actualizados para 2010	1 121 760
<b>F</b>	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica (D - E), em 2008 actualizado para 2010	152 449
<b>G</b>	Desvio nos juros dos valores não recuperados em 2009 (inclui juros do sobrecurso da PRE)	53 755
<b>H</b>	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica actualizados para 2010 (F + G)	206 205
$i_{2008}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,1440%
$i_{2009}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,2950%

<sup>19</sup> Um desvio de sinal positivo significa valor a recuperar pela empresa.

**DESVIO DA ADITIVIDADE TARIFÁRIA**

As tarifas dos clientes do comercializador de último recurso estão a evoluir para uma estrutura totalmente aditiva. O mecanismo de convergência que procura limitar os impactes nos preços finais desta mudança de estrutura, está previsto no Regulamento Tarifário, e actua sobre os preços das tarifas dos clientes do comercializador de último recurso, não permitindo que cada preço suba acima da variação do Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado, preservando o valor global dos proveitos permitidos.

Durante esta fase transitória, as tarifas não são totalmente aditivas, pelo que em 2008 ocorreu um desvio na ordem dos -14 674 milhares de euros. Este desvio actualizado para 2010 atinge o montante de -15 783<sup>20</sup> milhares de euros.

**Quadro 2-38 - Desvio da aditividade tarifária**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2008
<b>A</b>	<b>Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais</b>	<b>4 888 591</b>
+	Energia	2 543 335
+	Uso Global do Sistema	925 011
+	Uso da Rede de Transporte	204 448
+	Uso da Rede de Distribuição	988 837
+	Comercialização de Redes	147 062
+	Comercialização	94 572
<b>B</b>	<b>Proveitos que resultam da facturação</b>	<b>4 903 265</b>
<b>C</b>	<b>Desvio da aditividade tarifária (A) - (B)</b>	<b>-14 674</b>
<sup>E</sup> <sub>2008</sub>	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,1440%
<sup>E</sup> <sub>2009</sub>	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,2950%
<b>D</b>	<b>Desvio da aditividade tarifária actualizado para 2010</b>	<b>-15 783</b>

<sup>20</sup> Um ajustamento de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

## **2.9 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NO CONTINENTE**

O Quadro 2-39 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2008 definidos em 2007, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2009, com base nos valores verificados em 2008. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos facturados em 2008 e os proveitos permitidos calculados em 2009 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2010.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 no Continente

Quadro 2-39 - Proveitos permitidos em 2008 e ajustamento em 2010

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

	Proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2007 (tarifas 2008)	Proveitos Efectivamente facturados em 2008	Proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2009	Incentivos e custos aceites <i>a posteriori</i>	Desvio <sup>(2)</sup>	Desvio actualizado para 2010	Ajustamento provisório calculado em 2008 actualizado para 2010	Correcção da taxa de juro dos valores por recuperar ao abrigo do DL 165/2008	Ajustamento a repercutir em 2010
	(1)	(2)	(3)	(4)	(6) =(2)-(3)+(4)	(7) = (6) x (1+i <sub>2008</sub> )x(1+i <sub>2009</sub> )	(7)	(8)	(9) = (6) - (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	69 728	69 728	70 345	5 265	-5 883	-6 327	17 858		-24 185
<b>Proveitos permitidos à RENTrading</b>	<b>69 728</b>	<b>69 728</b>	<b>70 345</b>	<b>5 265</b>	<b>-5 883</b>	<b>-6 327</b>	<b>17 858</b>		<b>-24 185</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	281 786	270 712	324 419	0	-53 707	-57 765	-31 441		-26 324
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	220 284	222 148	207 498	-5 170	19 820	21 318			21 318
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>502 069</b>	<b>492 860</b>	<b>531 916</b>	<b>-5 170</b>	<b>-33 886</b>	<b>-36 447</b>	<b>-31 441</b>		<b>-5 005</b>
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	1 237 529	1 165 524	1 223 896	0	-58 372	-62 784			-62 784
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 098 918	1 028 369	1 070 544	9 901	-52 076	-56 011			-56 011
Comercialização de Redes (CR)	151 844	151 078	151 078	0	-766	-824			-824
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>2 488 292</b>	<b>2 344 971</b>	<b>2 445 519</b>	<b>9 901</b>	<b>-111 215</b>	<b>-119 619</b>	<b>0</b>		<b>-119 619</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica	0	3 183 825	4 066 061	0	-882 236	-948 907	-816 174		-186 488
Sobrecusto da PRE		640 491	323 371		317 120	341 085	305 586		35 499
CVEE		2 543 335	3 728 017		-1 184 682	-1 274 209	-1 121 760	-53 755	-206 205
Ajustamento da aditividade tarifária			14 674		-14 674	-15 783	0		-15 783
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)		2 265 395	2 265 395		0	0	0		0
Comercialização (C)	93 851	94 572	93 851		721	775	0		775
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>		<b>5 543 792</b>	<b>6 425 307</b>	<b>0</b>	<b>-881 515</b>	<b>-948 131</b>	<b>-816 174</b>		<b>-185 712</b>
<b>Total no continente</b>						<b>-1 110 525</b>			<b>-334 522</b>

Nota:

<sup>(1)</sup> No caso da parcela livre o desvio resulta da diferença entre a coluna (1) e a (3) e das comercializações entre a (2) e a (1).

### 3 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Neste capítulo comparam-se os custos e proveitos verificados no ano de 2008 com os valores que tinham sido previstos em 2007 para a determinação das tarifas de energia eléctrica em 2008. Esta análise tem por objectivo não só avaliar o desempenho da EDA, mas também determinar para cada actividade, o ajustamento relativo ao ano de 2008 a repercutir nas tarifas de 2010, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos por actividade vem dar continuidade às alterações introduzidas em 2006 por via da implementação de uma solução de “*Unbundling*” contabilístico das actividades desenvolvidas pela EDA. Essas alterações condicionam a forma de aceitação dos custos ao longo do período regulatório 2006-2008 uma vez que a repartição de custos entre actividades foi alterada relativamente ao que havia sido verificado até 2005.

#### 3.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS REAIS ACEITES

Nos anos de 2006 e de 2007, a metodologia de aceitação dos custos de exploração reais com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos, impostos e outros custos operacionais foi a do IPC – X, tendo por base os valores reais do ano anterior ao ajustamento, impondo um nível de eficiência de 1%. Caso os valores ocorridos fossem inferiores aos determinados pela respectiva metodologia, aceitavam-se os valores reais.

No entanto, a metodologia de *Activity Based Costing* (ABC), na qual a EDA suporta o reporte de informação das actividades reguladas, nomeadamente ao nível do tratamento dos custos, tornou inadequada a aplicação para 2008, da metodologia aplicada pela ERSE nos anos de 2006 e de 2007, para a generalidade das naturezas de custos. Tal facto implicaria a não aceitação por parte da ERSE de custos substancialmente elevados, efectivamente incorridos pela EDA.

Nesta perspectiva a ERSE optou por utilizar para a determinação dos custos com os fornecimentos e serviços externos da actividade de AGS o custo unitário da energia emitida do ano de 2005 actualizado para 2008 de acordo com a inflação ocorrida em cada um dos anos e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano. Aos custos apurados desta forma foram acrescidos os custos com as manutenções dos equipamentos produtivos. Esse método foi também utilizado para a aceitação dos custos com os fornecimentos e serviços externos, da actividade de CEE, mas tendo como *driver* de custos a energia vendida.

Acresce referir que as revisões dos equipamentos produtivos (grupos das centrais térmicas) ocorrem de uma forma cíclica e seguindo uma dinâmica plurianual, normalmente em função das horas de funcionamento de cada grupo. Desta forma, a avaliação desses custos não poderá ser feita numa base

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma dos Açores

anual uma vez que basta que num ano, ocorram menos revisões para que a comparação com o ano seguinte seja distorcida.

Os custos com materiais diversos das actividades de AGS, DEE e CEE, foram aceites na totalidade, tendo em conta que se destinam essencialmente a trabalhos de manutenção de equipamentos.

Os impostos e os outros custos operacionais foram aceites tendo em conta a metodologia de IPC – X, com um factor de eficiência de 1%. O Quadro 3-1 sintetiza os valores aceites.

**Quadro 3-1 - Metodologia de cálculo dos custos de exploração aceites**

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

	2007 aceite	2008	2008 real	2008 Aceite	% aceite
	(1)	(2) = (1) x 1,02 x 0,99	(3)	(4)	(5) = (4) / (3)
<b>AGS</b>					
Materiais Diversos	1 784 741	1 802 497	2 715 287	2 715 287	100,0%
FSE	2 358 824	2 382 291	4 211 495	3 752 802	89,1%
Impostos	194 288	196 221	154 880	154 880	100,0%
Outros Custos operacionais	31 925	32 243	19 478	19 478	100,0%
<b>Total</b>	<b>4 369 779</b>	<b>4 413 251</b>	<b>7 101 139</b>	<b>6 642 447</b>	<b>93,5%</b>
<b>DEE</b>					
Materiais Diversos	1 446 343	1 460 731	1 262 638	1 262 638	100,0%
FSE	3 827 929	3 866 010	3 935 764	3 935 764	100,0%
Impostos	244 236	246 666	227 805	227 805	100,0%
Outros Custos operacionais	145 295	146 741	212 724	146 741	69,0%
<b>Total</b>	<b>5 663 803</b>	<b>5 720 148</b>	<b>5 638 930</b>	<b>5 572 947</b>	<b>98,8%</b>
<b>CEE</b>					
Materiais Diversos	3 857	3 896	7 250	7 250	100,0%
FSE	2 750 242	2 777 602	3 168 836	2 925 190	92,3%
Impostos	12 031	12 151	10 631	10 631	100,0%
Outros Custos operacionais	1 348	1 362	1 632	1 362	83,4%
<b>Total</b>	<b>2 767 478</b>	<b>2 795 010</b>	<b>3 188 349</b>	<b>2 944 433</b>	<b>92,3%</b>
<b>EDA</b>					
Materiais Diversos	3 234 941	3 267 124	3 985 175	3 985 175	100,0%
FSE	8 936 995	9 025 903	11 316 094	10 613 756	93,8%
Impostos	450 555	455 037	393 316	393 316	100,0%
Outros Custos operacionais	178 569	180 345	233 834	167 581	71,7%
<b>Total</b>	<b>12 801 060</b>	<b>12 928 409</b>	<b>15 928 419</b>	<b>15 159 827</b>	<b>95,2%</b>

Para os custos com o pessoal mantém-se a metodologia de cálculo utilizada para determinação dos valores para tarifas, isto é, aplica-se à remuneração por efectivo aceite no ano anterior um acréscimo anual de 1,5 pontos percentuais acima da taxa de inflação ocorrida (2,0%). Ao novo montante de massa salarial calculado, tendo em conta o número de efectivos no início do ano, aplicam-se as percentagens

médias de encargos sobre remunerações e com pensões de reforma reais para o total das actividades reguladas da EDA. Se o valor apurado for superior ao ocorrido aceita-se o valor ocorrido. Para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos os custos com indemnizações não são aceites.

Ao contrário dos anos anteriores esta metodologia foi aplicada à totalidade dos custos com pessoal da EDA e não por cada uma das actividades. Desta forma, foram aceites a totalidade dos custos excluindo as indemnizações.

### 3.2 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

De acordo com o n.º 6 do artigo 87.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 17 774-A/2007, de 10 de Agosto, o ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS), relativos a 2008, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 122 447 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 87.º aos valores verificados em 2008, de 138 367 milhares de euros, adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de -985 milhares de euros e deduzido dos ganhos a transferir para os consumidores resultantes da aplicação do mecanismo de optimização da gestão das licenças de CO<sub>2</sub> no montante de 313 milhares de euros. Este desvio é actualizado para 2010 aplicando-se as taxas EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários de 2008, acrescida de *spread* de 0,5% e EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano 2009, acrescida de *spread* de 1,0%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2008 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados pela EDA por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas a clientes finais da RAA em 2008, no montante de 64 901 milhares de euros;
- Compensação a pagar pela entidade concessionária da RNT (55 592 milhares de euros);
- Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA, no montante de 1 953 milhares de euros;

O Quadro 3-2 permite comparar os valores verificados em 2008 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2008 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2010.

### Quadro 3-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

		2008	Tarifas 2008	Diferença 2008 - Tarifas 2008	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	$\frac{C_{SIA,t}^{AGS}}{A_{SIA,t}^{AGS}}$	18 270	16 887	1 384	8,2%
b	$\frac{A_{Am,t}^{AGS}}{A_{Am,t}^{AGS}}$	8 960	9 798	-838	-8,6%
c	$\frac{A_{Act,t}^{AGS}}{A_{Act,t}^{AGS}}$	144 633	162 204	-17 571	-10,8%
d	$\frac{C_{r,t}^{AGS}}{A_{Act,t}^{AGS}}$	7,0	7,0		
e	$\frac{C_{e,t}^{AGS}}{A_{Act,t}^{AGS}}$	39 389	28 546	10 843	38,0%
f	$\frac{C_{f,t}^{AGS}}{A_{Act,t}^{AGS}}$	51 456	39 801	11 656	29,3%
g	$\frac{C_{o,t}^{AGS}}{A_{Act,t}^{AGS}}$	8 394	395	7 999	2027,5%
h	$\frac{\Delta_{R_{t-2}}^{AGS}}{A_{Act,t}^{AGS}}$	-18 561	-18 561	0	0,0%
1	$a + b + c \times \frac{d}{100} + e + f - g - h$	<b>138 367</b>	<b>124 552</b>	<b>15 045</b>	<b>12,1%</b>
2	$R_{t-1}^{AGS}$	64 901			
3	$S_{A,t}^{AGS}$	55 592			
4	$S_{RAA,t}^{AGS}$	1 953			
5	(2) + (3) + (4)	<b>122 447</b>			
6	$\Delta_{TVCFA}$	-985			
7		-313			
8	(5) - (1) + (6) - (7)	-16 593			
9		5,144%			
10		2,295%			
11	$\Delta_{A_{2003}}^{AGS} = (7) \times \left(1 + \frac{r_{2006}^{AGS}}{100}\right)^2$	-17 847			

### 3.2.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SISTEMA INDEPENDENTE DOS AÇORES

Os custos com a aquisição de energia eléctrica ao Sistema Independente dos Açores (SIA) foram superiores aos estimados em cerca de 8,2%. Tal é explicado pelos acréscimos verificados ao nível das quantidades adquiridas de energia geotérmica em cerca de 5,9%, de energia hídrica em 6,5% e de energia eólica em 27,3%. O acréscimo do preço unitário de aquisição das energias renováveis atingiu os 0,3% €/MWh. (Quadro 3-3).

### Quadro 3-3 - Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo Unitário (€/MWh)			Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)		
	2008	T2008	Δ%	2008	T2008	Δ%	2008	T2008	Δ%
Geotérmica	170 280	160 746	5,9%	84,00	83,50	0,6%	14 304	13 422,29	6,6%
Hídrica	25 290	23 750	6,5%	84,03	83,50	0,6%	2 125	1 983,13	7,2%
Eólica	21 900	17 200	27,3%	83,99	83,50	0,6%	1 839	1 436,20	28,1%
Térmica	72	0		23,94			2	45,00	
Biogás	30	0		23,94			1		
<b>Total</b>	<b>217 572</b>	<b>201 696</b>	<b>7,9%</b>	<b>83,97</b>	<b>83,72</b>	<b>0,3%</b>	<b>18 270</b>	<b>16 887</b>	<b>8,2%</b>

## 3.2.2 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar (-10,8%), resulta da conjugação dos seguintes factores:

- Menor investimento no ano do que o previsto (-41,8%) e consequentemente menor valor de imobilizado transferido para a exploração (-85,7%);
- Redução do valor das amortizações acumuladas (-5,3%) como consequência de uma base de activos inferior em cerca de 11,2%.

O quadro seguinte apresenta os movimentos nos activos líquidos a remunerar.

**Quadro 3-4 - Movimentos no activo líquido a remunerar**

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

	2008	Tarifas 2008	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custo técnicos <sup>[1]</sup></b>	14 892	25 577	-41,8%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	276 088	282 920	-2,4%
Investimento Directo	172	243	-29,0%
Transferência p/ exploração	3 328	23 274	-85,7%
Reclassificações, alienações e abates	-5 435	2 320	
Saldo Final (2)	274 153	308 757	-11,2%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	97 747	98 737	-1,0%
Amortizações do Exercício	10 780	11 824	
Regularizações e abates	-3 705	150	
Saldo Final (4)	104 821	110 711	-5,3%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	30 113	29 925	0,6%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 820	2 025	
Saldo Final (6)	28 294	27 899	1,4%
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	148 228	154 259	
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	141 038	170 148	
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>144 633</b>	<b>162 203</b>	<b>-10,8%</b>

Nota: <sup>[1]</sup> Exclui os custos associados às licenças de CO<sub>2</sub>.

## 3.2.3 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

O desvio ocorrido ao nível dos custos de exploração nesta actividade, relativamente ao previsto para tarifas 2008 foi de 38,0%.

**Quadro 3-5 - Custos de exploração na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema**

	Tarifas 2008	Real 2008	Desvio	2008 ERSE	Diferença 2008 ERSE - Tarifas 2008		Diferença 2008 ERSE - Real 2008	
	10 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	5) = [(4) / (1)] x 100	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
<b>Custos de Exploração</b>								
Fuel	39 801	54 370	36,6%	51 456	11 655	29,3%	-2 914	94,6%
Gasóleo	10 654	13 007	22,1%	13 007	2 352	22,1%	0	100,0%
Lubrificantes e Amónia	2 516	1 587	-36,9%	1 587	-929	-36,9%	0	100,0%
Materiais Diversos	1 764	2 715	53,9%	2 715	951	53,9%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 389	4 211	76,3%	3 753	1 364	57,1%	-459	89,1%
Pessoal	10 705	10 858	1,4%	10 758	52	0,5%	-100	99,1%
Outros Custos <sup>[1]</sup>	235	135	-42,8%	135	-101	-42,8%	0	100,0%
Licenças de CO <sub>2</sub>	281	7 435	2543,4%	7 435	7 154	2543,4%	0	100,0%
<b>Total (1)</b>	<b>68 347</b>	<b>94 318</b>	<b>38,0%</b>	<b>90 846</b>	<b>22 499</b>	<b>32,9%</b>	<b>-3 472</b>	<b>96,3%</b>
<b>Custos de Investimento (TPE)</b>								
Materiais Diversos	6	0	-100,0%	0	-6	-100,0%	0	-
Fornecimentos e Serviços Externos	87	262	201,4%	262	175	201,4%	0	100,0%
Pessoal	87	175	101,7%	175	88	101,7%	0	100,0%
Outros Custos	3	1	-63,0%	1	-2	-63,0%	0	100,0%
<b>Total (2)</b>	<b>183</b>	<b>439</b>	<b>139,5%</b>	<b>439</b>	<b>256</b>	<b>139,5%</b>	<b>0</b>	<b>100,0%</b>
<b>Custos Totais</b>								
Fuel	39 801	54 370	36,6%	51 456	11 655	29,3%	-2 914	94,6%
Gasóleo	10 654	13 007	22,1%	13 007	2 352	22,1%	0	100,0%
Lubrificantes e Amónia	2 516	1 587	-36,9%	1 587	-929	-36,9%	0	100,0%
Materiais Diversos	1 770	2 715	53,4%	2 715	945	53,4%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 476	4 474	80,7%	4 015	1 539	62,2%	-459	89,7%
Pessoal	10 792	11 033	2,2%	10 933	141	1,3%	-100	99,1%
Outros Custos	239	136	-43,1%	136	-103	-43,1%	0	100,0%
<b>Total (3) = (1) + (2)</b>	<b>68 249</b>	<b>87 322</b>	<b>27,9%</b>	<b>83 849</b>	<b>15 600</b>	<b>22,9%</b>	<b>-3 472</b>	<b>96,0%</b>

Notas: <sup>[1]</sup> Valor líquido de utilizações de provisões.

De seguida analisam-se as rubricas de custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

## 3.2.4 CUSTO COM OS COMBUSTÍVEIS

O peso dos custos com a aquisição de combustíveis é bastante importante nos custos totais de produção de energia eléctrica da EDA. Nas tarifas para 2008, previa-se que os custos com a aquisição de combustíveis, lubrificantes e amónia representassem cerca de 43,0% dos custos aceites para efeitos de regulação dessa empresa. Na realidade, em 2008 estes custos representaram 48,3% dos custos aceites para efeitos de regulação. Deste montante, cerca de 77,9% correspondeu ao fuelóleo e 19,7% ao gasóleo.

O Quadro 3-6 apresenta a diferença entre os custos com combustíveis previstos e verificados, por tipo de combustível.

**Quadro 3-6 - Custos com combustíveis previstos e verificados**

	2008 em 2007 EDA	Tarifas 2008	2008 EDA real	2008 ERSE real	2008 EDA real/ Tarifas 2008	2008 ERSE real/ Tarifas 2008	2008 EDA real/ 2008 em 2007 EDA
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = [(3) - (2)] / (2)	(6) = [(4) - (2)] / (2)	(7) = [(3) - (1)] / (1)
	10 <sup>3</sup> EUR				%		
Fuelóleo	45 095	39 801	54 370	51 456	36,6%	29,3%	20,6%
Gasóleo	10 654	10 654	13 007	13 007	22,1%	22,1%	22,1%
<b>Total</b>	<b>55 749</b>	<b>50 455</b>	<b>67 377</b>	<b>64 463</b>	<b>33,5%</b>	<b>27,8%</b>	<b>20,9%</b>

Observa-se que em 2008 (“2008 ERSE real”) os custos com os combustíveis foram superiores aos previstos nas Tarifas 2008, em 27,8% (14 milhões de euros). Os custos com o fuelóleo foram superiores em 29,3% e os custos com o gasóleo foram superiores em 22,1%.

O Quadro 3-7 apresenta em termos unitários a mesma comparação do que o Quadro 3-6.

**Quadro 3-7 - Custos unitários**

	2008 em 2007 EDA	Tarifas 2008	2008 EDA real	2008 ERSE real	2008 EDA real/ Tarifas 2008	2008 ERSE real/ Tarifas 2008	2008 EDA real/ 2008 em 2007 EDA
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = [(3) - (2)] / (2)	(6) = [(4) - (2)] / (2)	(7) = [(3) - (1)] / (1)
	10 <sup>3</sup> EUR				%		
Fuelóleo (EUR/t)	365,2	322,3	475,8	449,8	47,6%	39,5%	30,3%
Gasóleo (EUR/kl)	495,7	495,7	671,7	671,7	35,5%	35,5%	35,5%

Em termos unitários, as diferenças entre os custos previstos nas Tarifas 2008 e os verificados são superiores ao observado em termos absoluto. Assim, os custos unitários aceites pela ERSE são 39,5% superiores aos previstos no caso do fuelóleo e superiores em 35,5% no caso do gasóleo. Se considerarmos os valores reais apresentados pela EDA, o desvio é de 47,6% no caso do fuel.

A fórmula constante do n.º 2 do artigo 88º do anterior Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 17 774-A/2007, de 10 de Agosto, refere que o referencial para o custo do fuelóleo em Portugal Continental é o custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica, custeado até ao porto de primeira descarga, o que corresponde, de um modo genérico, ao preço CIF do fuelóleo consumido.

Nos dois primeiros anos de aplicação da metodologia, em 2006 e em 2007, foi utilizada como referencial a central de Setúbal, por uma questão de simplificação. Para efeitos de ajustamento dos custos com fuelóleo referentes aos anos de 2006 e de 2007, foi utilizada como referencial, por uma questão de simplificação, a central de Setúbal.

O fuelóleo consumido em Portugal continental para produção de energia eléctrica é, por questões ambientais, o fuelóleo com teor de enxofre de 1%. Os fuelóleos de 1% de enxofre negociado nos

mercados europeus NWE<sup>21</sup> e MED<sup>22</sup> eram a referência para os anteriores contratos de aquisição de energia de Setúbal e do Carregado.

Ao longo de 2008 ocorreu uma grande volatilidade ao nível dos preços de referência dos combustíveis, que atingiram o seu pico máximo em Julho, seguido de uma queda acentuada até final do ano. A par desta situação, a central de Setúbal, em 2008, face à sua escassa colocação na rede, apenas adquiriu fuelóleo nos meses de Janeiro e de Dezembro, enquanto que a EDA, face às suas restrições logísticas de armazenamento, foi obrigada a adquirir fuelóleo ao longo de todo o ano, não dispondo de capacidade para adequar a procura aos preços de mercado.

Assim, a ERSE entendeu, face às restrições à aquisição do fuelóleo da EDA, alterar a metodologia de cálculo do custo aceite com o fuelóleo, considerando, na definição do custo unitário (sem transporte rodoviário, nem custos de manuseamento portuário) para produção de energia eléctrica, um período de tempo que abrangesse o ano inteiro. Nesse sentido, calculou-se o custo de fuelóleo conforme estabelecido nos antigos CAE de Setúbal e do Carregado, o que, de um modo genérico, corresponde à média aritmética dos preços expressos em USD/t, dos preços diários "Cargoes CIF" fuel a 1%, NWE e MED, acrescidos de 3,5 USD/t aos preços expressos em USD/t e aplicada a taxa de câmbio mensal do USD publicada pelo Banco de Portugal.

O Quadro 3-8 evidencia o cálculo do custo unitário do fuelóleo aceite para efeito de ajustamento de 2008.

---

<sup>21</sup> *North West Europe*

<sup>22</sup> *Mediterranean*

**Quadro 3-8 - Determinação do custo com o fuelóleo com base em valores reais (EUR/t)**

	<b>2008</b>
Fuelóleo 180 São Miguel (1)	456,08
Gasóleo São Miguel (2)	574,04
Preço Europa fuelóleo 380 São Miguel (3) = [(1)-0,1*(2)/0,8435]/0,9	431,14
São Miguel custo do fuelóleo 100 (4) = 0,828*(3)+0,172*(2)/0,8435	474,04
Custo com descarga _ estimativa (5)	19,92
Fuelóleo 380 São Miguel CIF (6) = (3)-(5)	411,22
Fuelóleo 380 Setúbal CIF (7)	350,87
Fuelóleo 380 São Miguel CIF _ ERSE (8) = 2/6*(7)+4/6*(6)	381,04
Preço Europa fuelóleo 380 São Miguel _ ERSE (10) = (8)+(5)	400,97
<b>Fuelóleo 180 São Miguel _ ERSE</b> <b>(11) = 0,9*(10)+0,1*(2)/0,845</b>	<b>428,92</b>
<b>Fuelóleo 100 São Miguel _ ERSE</b> <b>(12) = 0,828*(10)+0,172*(2)/0,845</b>	<b>449,05</b>

Recorde-se que na RAA, a aquisição do fuelóleo é efectuada, centralmente, tendo em conta as necessidades do arquipélago para o conjunto dos sectores económicos. Este facto, conjuntamente com as condicionantes técnicas ao armazenamento de combustíveis existentes no arquipélago, cria restrições ao tipo de fuelóleo que pode ser consumido. Em 2008, em São Miguel, apenas foi consumido o fuelóleo com viscosidade 180 e nas restantes ilhas foi consumido o fuelóleo com viscosidade 100.

O preço do fuelóleo com viscosidade 180 resulta da adição de 90% do preço Europa<sup>23</sup> do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%, com 10% do preço Europa do gasóleo. O preço do fuelóleo com viscosidade 100 resulta da adição de 82,8% do preço Europa do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%, com 17,2% do valor do preço Europa do gasóleo. Ao preço do fuelóleo assim obtido, há que

<sup>23</sup> O Preço Europa é um preço máximo administrativo, definido pelo Governo Regional dos Açores com base na evolução dos preços nos mercados secundários de alguns países europeus. Contudo, a aquisição é feita nos mercados primários, pela empresa que detém a concessão, a Bencom.

adicionar os custos com o transporte inter-ilhas, a partir de São Miguel e os custos com o armazenamento.

Para além do preço Europa do fuelóleo descarregado em São Miguel, o custo unitário do fuelóleo consumido na RAA depende, então, do preço do gasóleo, dos custos de armazenamento e dos custos de transporte inter-ilhas.

A metodologia de determinação dos custos com fuelóleo aceites para fins regulatórios respeita as condicionantes do fuelóleo consumido na RAA, já que apenas se aplica ao fuelóleo com viscosidade 380, aceitando-se na íntegra os custos com o gasóleo adicionado ao fuelóleo 380.

O Quadro 3-9 mostra que a diferença entre os valores previstos da produção das centrais é inferior ao realizado em cerca de 8,5%, sendo superior no caso da produção com origem nas centrais térmicas a fuelóleo (-9,1%), do que nas centrais térmicas a gasóleo (-3,5%).

**Quadro 3-9 - Produção e consumo específico RAA**

	Tarifas 2008 GWh	2008 EDA real GWh	(3) = [(2) - (1)] / (1)	Tarifas 2008 kg/kWh ou l/kWh	2008 EDA real kg/kWh ou l/kWh	(6) = [(5) - (4)] / (4)
	(1)	(2)		(4)	(5)	
Fuelóleo	596	542	-9,1%	207,3	211,2	1,9%
Gasóleo	67	65	-3,5%	321,2	299,8	-6,7%
<b>Total</b>	<b>662</b>	<b>606</b>	<b>-8,5%</b>	<b>528,6</b>	<b>511,1</b>	<b>-3,3%</b>

No caso dos consumos específicos, a diferença é positiva nas centrais a fuelóleo (1,9%) e negativa nas centrais a gasóleo (-6,7%).

Deste modo, a diferença entre os custos com combustíveis previstos e os verificados decorre sobretudo do facto dos custos com os combustíveis terem sido significativamente superiores ao previsto para tarifas de 2008, uma vez que tanto as quantidades consumidas, como a produção foram inferiores ao previsto.

#### 3.2.4.1 LICENÇAS DE CO<sub>2</sub>

Em 2008, os custos associados às licenças utilizadas de CO<sub>2</sub> atingiram os 7 435 milhares de euros correspondendo à utilização de 359 015 ton de CO<sub>2</sub>. O quadro seguinte evidencia a movimentação das licenças de CO<sub>2</sub> durante o ano de 2008.

**Quadro 3-10 - Movimentos das licenças de CO<sub>2</sub>**

	Quantidade (Kton)	Valor unitário (EUR/ton)	Valor 10 <sup>3</sup> EUR
Licenças atribuídas	477,9	20,71	9 897
Licenças adquiridas	0,0	0,00	0
Licenças utilizadas	<b>359,0</b>	<b>0,00</b>	<b>7 435</b>
do ano anterior	0,0	0,00	0
atribuídas no ano	359,0	20,71	7 435
adquiridas no ano		0,00	0

O ano de 2008, foi o primeiro ano de aplicação do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de Abril de 2008, no que concerne ao mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>. As operações SWAP realizadas pela EDA resultaram na transferência de 312,5 milhares de euros para os consumidores, sendo deduzida aos proveitos permitidos para 2010 por via do ajustamento referente ao ano de 2008.

#### 3.2.4.2 RESTANTES CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de cálculo dos restantes custos afectos à exploração foram objecto de análise no ponto 5.1. O montante de custos reais não aceites para efeitos de regulação, com excepção dos custos com energia (combustíveis, lubrificantes, amónia e aquisição de energia), atingem os 559 milhares de euros sendo 459 milhares de euros referentes a fornecimentos e serviços externos e 100 milhares de euros de custos com pessoal, referentes a indemnizações por despedimento.

#### 3.2.5 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Os outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica apresentaram um desvio bastante acentuado relativamente ao previsto, conforme se pode observar no Quadro 3-11. Este desvio resulta do facto de em 2008 se estar a considerar as licenças de CO<sub>2</sub> utilizadas pela EDA, no montante de 7 435 milhares de euros.

**Quadro 3-11 - Outros proveitos da AGS**

	2008	Tarifas 2008	Diferença 2008 - Tarifas 2008	
	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
Prestações de Serviços	0	0	0	-
Outros Proveitos Operacionais	8 394	395	7 999	2027,5%
<b>Total</b>	<b>8 394</b>	<b>395</b>	<b>7 999</b>	<b>2027,5%</b>

### 3.2.6 AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NACIONAL

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma os Açores calculado de acordo com o Artigo 128.º do Regulamento Tarifário resulta da diferença entre os proveitos obtidos pela EDA, por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA, e os proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos aos clientes finais da RAA das tarifas do Continente, adicionados do custo com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA. Em 2008 este ajustamento foi de -985 milhares de euros.

**Quadro 3-12 - Calculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional**

			Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
			2008
1	$R_T^{TVCFEA}$	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	92 344
2	$R_{AGS2}^A$	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	64 901
3	$R_{D2}^A$	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	20 975
4	$R_{C2}^A$	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização de Redes e Comercialização	4 974
5	$SRAA_4$	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	2 478
6	$\Delta_T^{TVCFEA} = 1 - (2 + 3 + 4) - 5$	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	-985

### 3.3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 17 774-A/2007, de 10 de Agosto, o ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativos a 2008, é dado pela diferença entre o valor recuperado pela EDA no montante de 33 321 milhares de euros<sup>24</sup>, deduzido do montante aceite como custos com a promoção ambiental de 406 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 89.º aos valores verificados em 2008 (31 279 milhares de euros). Este desvio é actualizado para 2010 aplicando-se as taxas EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários de 2008, acrescida de *spread* de 0,5% e EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano 2009, acrescida de *spread* de 1,0%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2008 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA no montante de 20 975 milhares de euros (8 618 milhares de euros de AT/MT e 12 357 milhares de euros de BT);
- Compensação paga pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de DEE de 12 310 milhares de euros (4 898 milhares de euros de AT/MT e 7 412 milhares de euros de BT);
- Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA de 442 milhares de euros (180 milhares de euros de AT/MT e 262 milhares de euros de BT).

Estes valores são deduzidos da seguinte parcela:

- Custos aceites com a promoção do desempenho ambiental de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de 406 milhares de euros (355 milhares de euros em AT/MT e 51 milhares de euros em BT).

O Quadro 3-13 permite comparar os valores verificados em 2008 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2008 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2010.

---

<sup>24</sup> 33 321 = 13 341 (AT/MT) + 19 979 (BT)

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma dos Açores

### Quadro 3-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

			2008	Tarifas 2008	Diferença	
			10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	$\tilde{A}_{m,2}^D$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	8 013	7 886	126	1,6%
b	$\tilde{A}_{ct,2}^D$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	151 282	163 285	-12 003	-7,4%
c	$r_1^D$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
d	$\tilde{C}_{ER,2}^D$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	14 203	15 635	-1 432	-9,2%
e	$\tilde{S}_{j,2}^D$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	1 164	978	187	19,1%
f	$\Delta R_{S,2}^D$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	1 875	1 875	0	
<b>1</b>	$\tilde{R}_t^D$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>31 279</b>	<b>33 732</b>	<b>-1 493</b>	<b>-4,4%</b>
2 a)		taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,144%			
2 b)		taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,295%			
g	$\tilde{A}_{m,2}^D$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	2 854	3 280	-426	-13,0%
h	$\tilde{A}_{ct,2}^D$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	73 096	82 478	-9 383	-11,4%
i	$r_1^D$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
j	$\tilde{C}_{ER,2}^D$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 177	6 583	-1 406	-21,4%
k	$\tilde{S}_{j,2}^D$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	182	306	-124	-40,6%
l	$\Delta R_{S,2}^D$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em AT e MT relativos ao ano t-2	974	974	0	0,0%
<b>3</b>	$R_{M,2}^D = f + g \times \frac{m}{100} + l - j$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT</b>	<b>12 722</b>	<b>15 180</b>	<b>-2 458</b>	<b>-16,2%</b>
4	$R_{V,2}^D$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em AT e MT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	8 618			
5	$S_{A,2}^D$	Compensação paga pela REN	4 898			
6	$S_{RAA,2}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à actividade de DEE, em AT e MT	180			
7	$A_{m,b,2}^D$	Custos aceites com o PPDA	355			
<b>8</b>	(4) + (5) + (6) - (7)	<b>Proveitos recuperados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT</b>	<b>13 341</b>			
<b>9</b>		<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT e MT, relativos a 2008</b>	<b>666</b>			
m	$\tilde{A}_{m,2}^D$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	5 159	4 607	552	12,0%
n	$\tilde{A}_{ct,2}^D$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	78 187	80 807	-2 620	-3,2%
o	$r_1^D$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
p	$\tilde{C}_{ER,2}^D$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	9 026	9 052	-26	-0,3%
q	$\tilde{S}_{j,2}^D$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	983	672	311	46,3%
r	$\Delta R_{S,2}^D$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	900	900	0	0,0%
<b>10</b>	$R_{B,2}^D = k + l \times \frac{m}{100} + n - o$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>18 557</b>	<b>18 551</b>	<b>215</b>	<b>1,2%</b>
11	$R_{V,2}^D$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	12 357			
12	$S_{A,2}^D$	Compensação paga pela REN	7 412			
13	$S_{RAA,2}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à actividade de DEE, em BT	262			
14	$A_{m,b,2}^D$	Custos aceites com o PPDA	51			
<b>15</b>	(11) + (12) + (13) - (14)	<b>Proveitos recuperados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>19 979</b>			
<b>16</b>		<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, relativos a 2008</b>	<b>1 530</b>			

### 3.3.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar de -7,4% resulta, por um lado, do decréscimo do Activo fixo bruto em 3,8%, sobretudo como consequência do desvio ocorrido ao nível do imobilizado transferido para exploração (-20,4%). A base de activos a remunerar encontra-se líquida dos valores dos investimentos efectuados ao abrigo do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), num total de 604

milhares de euros. Para a ERSE, no apuramento da base de activos líquidos a remunerar, esse valor é considerado como um subsídio, sendo amortizado anualmente à mesma taxa média utilizado para as participações de imobilizado com a mesma natureza. Estes valores serão atribuídos à EDA, no âmbito do mecanismo de ajustamento conforme definido no n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 17 774-A/2007, de 10 de Agosto.

**Quadro 3-14 - Movimentos no activo líquido a remunerar**

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

	2008	Tarifas 2008	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custo técnicos</b>	21 744	23 654	-8,1%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	286 718	298 389	-3,9%
Investimento Directo	4 077	3 954	3,1%
Transferência p/ exploração	17 733	22 280	-20,4%
Reclassificações, alienações e abates	1 794	-2 104	
Saldo Final (2)	310 322	322 519	-3,8%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	97 817	98 920	-1,1%
Amortizações do Exercício	10 499	10 016	
Regularizações e abates	1 964	281	
Saldo Final (4)	110 280	109 217	1,0%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	41 563	41 707	-0,3%
Comparticipações do ano <sup>[1]</sup>	5 738	4 915	
Amortizações do ano	2 486	2 129	
Saldo Final (6)	44 815	44 493	0,7%
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	147 337	157 762	
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	155 227	168 809	
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>151 282</b>	<b>163 285</b>	<b>-7,4%</b>

Nota: <sup>[1]</sup> Inclui regularizações e transferências entre actividades e valores do PPDA. (604 milhares de euros)

### 3.3.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

Os custos anuais de exploração apresentaram um desvio de -8,4% relativamente ao previsto explicado, essencialmente, pelo desvio ocorrido ao nível dos custos com pessoal e dos materiais diversos.

O Quadro 3-15 compara os valores ocorridos em 2008 com os valores aceites nas tarifas para 2008 e com os valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo do ajustamento do referido ano.

**Quadro 3-15 - Custos de exploração na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica**

	Tarifas 2008	Real 2008	Desvio	2008 ERSE	Diferença 2008 ERSE - Tarifas 2008		Diferença 2008 ERSE - Real 2008	
	10 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	(5) = [(4) / (1)] x 100	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
<b>Custos de Exploração</b>								
Materiais Diversos	1 423	1 263	-11,3%	1 263	-160	-11,3%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	3 877	3 983	2,7%	3 936	58	1,5%	-48	98,8%
Pessoal	9 925	8 629	-13,1%	8 629	-1 295	-13,1%	0	100,0%
Outros Custos <sup>[1]</sup>	410	441	7,6%	375	-35	-8,5%	-66	85,0%
<b>Total (1)</b>	<b>15 635</b>	<b>14 317</b>	<b>-8,4%</b>	<b>14 203</b>	<b>-1 432</b>	<b>-9,2%</b>	<b>-114</b>	<b>99,2%</b>
<b>Custos de Investimento (TPE)</b>								
Materiais Diversos	3 831	3 141	-18,0%	3 141	-689	-18,0%	0	0,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 571	1 062	-32,4%	1 062	-509	-32,4%	0	0,0%
Pessoal	620	1 639	164,5%	1 639	1 019	164,5%	0	0,0%
Outros Custos	181	64	-64,7%	64	-117	-64,7%	0	0,0%
<b>Total (2)</b>	<b>6 203</b>	<b>5 907</b>	<b>-4,8%</b>	<b>5 907</b>	<b>-296</b>	<b>-4,8%</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
<b>Custos Totais</b>								
Materiais Diversos	5 254	4 404	-16,2%	4 404	-850	-16,2%	0	0,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	5 449	5 046	-7,4%	4 998	-451	-8,3%	-48	-1,0%
Pessoal	10 545	10 268	-2,6%	10 268	-276	-2,6%	0	0,0%
Outros Custos	591	505	-14,6%	439	-152	-25,7%	-66	-15,0%
<b>Total (3) = (1) + (2)</b>	<b>21 838</b>	<b>20 223</b>	<b>-7,4%</b>	<b>20 110</b>	<b>-1 728</b>	<b>-7,9%</b>	<b>-114</b>	<b>-0,6%</b>

Nota: <sup>[1]</sup> Valor líquido de utilizações de provisões.

A metodologia de cálculo dos custos aceites encontra-se explicada no ponto 5.1. Os custos reais não aceites para efeitos de regulação atingem os 114 milhares de euros, dos quais 48 milhares de euros dizem respeito fornecimento e serviços externos resultantes de acções abrangidas pelo Plano de Promoção ao Desempenho Ambiental (PPDA), e que são incorporadas na parcela associada a este incentivo no âmbito do mecanismo de ajustamento previsto no n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 17 774-A/2007, de 10 de Agosto.

### 3.3.3 CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE DESEMPENHO AMBIENTAL

O valor dos custos aceites pela ERSE em 2008 relacionados com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA) ascendem a 406 milhares de euros. A justificação do valor aceite encontra-se no documento "PPDA da EDA – Análise do Relatório de Execução de 2008", conforme Quadro 3-16.

**Quadro 3-16 - Custos aceites dos PPDA executados em 2008**

Unidade :EUR

Programa	AT	MT	BT	Total
A1 - Integração Paisagística de Subestações	0,00	0,00	0,00	0,00
A2 - Integração Paisagística da Rede BT e MT	0,00	319 171,04	0,00	319 171,04
A3 - Integração Paisagística de Postos de Transformação (PT)	0,00	0,00	39 303,01	39 303,01
B1 - Adequação das actividades da EDA à legislação sobre ruído	0,00	1 220,00	0,00	1 220,00
C1 - Ecologia e Protecção da Avifauna	0,00	22 122,00	0,00	22 122,00
D1 - Inventariação de Equipamento com SF6 e Detecção de Fugas	0,00	0,00	0,00	0,00
E1 - Formação dos Colaboradores da EDA em Ambiente	0,00	12 175,00	12 175,00	24 350,00
<b>TOTAL</b>	<b>0,00</b>	<b>354 688,04</b>	<b>51 478,01</b>	<b>406 166,05</b>

### 3.3.4 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica apresentaram um desvio de cerca de 19% relativamente ao previsto (Quadro 3-17). Este desvio resulta de uma subestimação do seu montante, sobretudo ao nível das prestações de serviços. A EDA previa um montante de 391 milhares de euros tendo, no entanto, realizado um valor de 516 milhares de euros enquanto que ao nível dos Outros proveitos operacionais ocorreu um desvio de cerca de 10,6%.

**Quadro 3-17 - Outros proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica**

	2008	Tarifas 2008	Diferença 2008 - Tarifas 2008	
	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
Prestações de Serviços	516	391	124	31,8%
Outros Proveitos Operacionais	649	586	62	10,6%
<b>Total</b>	<b>1 164</b>	<b>978</b>	<b>187</b>	<b>19,1%</b>

### 3.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 17 774-A/2007, de 10 de Agosto o ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, relativos a 2008, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 6 043 milhares de euros<sup>25</sup> e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 90.º aos valores verificados em 2008 (5 928 milhares de euros). Este desvio é actualizado para 2010 aplicando-se as taxas EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários de 2008, acrescida de *spread* de 0,5% e EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano 2009, acrescida de *spread* de 1,0%. Ao valor apurado, é acrescida a parcela de acerto por aplicação da Lei 12/2008, referente à remuneração dos contadores e respectivas amortizações, apurada pelo diferencial entre os valores reais de 2008, actualizados para 2010, e os valores devolvidos à tarifa em 2009, actualizados para 2010.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2008 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA no montante de 4 974 milhares de euros (963 milhares de euros de MT e 4 011 milhares de euros de BT).
- Compensação paga pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de CEE de 985 milhares de euros (-517 milhares de euros imputados a MT e 1 502 milhares de euros imputados a BT).
- Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA de 84 milhares de euros (7 milhares de euros de AT/MT e 76 milhares de euros de BT).

O Quadro 3-18 permite comparar os valores verificados em 2008 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2008 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2010.

---

<sup>25</sup> 6 043 = 454 (MT) + 5 589 (BT)

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma dos Açores

### Quadro 3-18 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

			2008	Tarifas 2008	Diferença 2008 - Tarifas 2008	
			10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	$\tilde{A}_{m,t}^{C,2}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	1 068	632	436	68,9%
b	$\tilde{A}_{ct,t}^{C,2}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	6 059	7 692	-1 633	-21,2%
c	$r_t^{C,2}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
d	$\tilde{C}_{t,t}^{C,2}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 652	5 949	-297	-5,0%
e	$\tilde{P}_{t,t}^{C,2}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	422	471	-48	-10,3%
f	$\Delta R_{t,t-2}^{C,2}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da CEE relativos ao ano t-2	854	854	0	
<b>1</b>	$\tilde{R}_{t,t}^{C,2}$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</b>	<b>5 928</b>	<b>5 872</b>	<b>56</b>	<b>1,0%</b>
2 a)		taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,144%			
2 b)		taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,295%			
g	$\tilde{A}_{m,t}^{C,2}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	116	15	101	683,9%
h	$\tilde{A}_{ct,t}^{C,2}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	791	180	611	339,0%
i	$r_t^{C,2}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
k	$\tilde{C}_{t,t}^{C,2}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	322	91	231	254,2%
k	$\tilde{P}_{t,t}^{C,2}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	6	2	3	137,4%
l	$\Delta R_{t,t-2}^{C,2}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-18	-18	0	
<b>3</b>	$\tilde{R}_{t,t}^{C,2}$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT</b>	<b>513</b>	<b>135</b>	<b>378</b>	<b>279,1%</b>
4	$R_{MT,t}^A$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	963			
5	$SA_{t,t}^{C,2}$	Compensação paga pela REN	-517			
6	$SRAA_{t,t}^{C,2}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à actividade de CEE, em MT	7			
<b>7</b>	(4) + (5) + (6)	<b>Proveitos recuperados na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT</b>	<b>454</b>			
8		Lei 12/2008 - Contadores de 2008, devolvidos à tarifa em 2009	67			
9		Lei 12/2008 - Contadores de 2008, devolvidos à tarifa em 2009, actualizados para 2010	68			
10		Lei 12/2008 - Contadores de 2008, calculados em 2009, a devolver à tarifa em 2009	55			
11		Lei 12/2008 - Contadores de 2008, calculados em 2009, a devolver à tarifa em 2010, actualizados para 2010	59			
<b>12</b>		<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, relativos a 2008</b>	<b>-55</b>			
m	$\tilde{A}_{m,t}^{C,2}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	952	618	335	54,2%
n	$\tilde{A}_{ct,t}^{C,2}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	5 267	7 511	-2 244	-29,9%
o	$r_t^{C,2}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
p	$\tilde{C}_{t,t}^{C,2}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 330	5 858	-528	-9,0%
q	$\tilde{P}_{t,t}^{C,2}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	417	468	-52	-11,0%
r	$\Delta R_{t,t-2}^{C,2}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	872	872	0	
<b>13</b>	$\tilde{R}_{t,t}^{C,2}$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>5 415</b>	<b>5 737</b>	<b>-322</b>	<b>-5,6%</b>
14	$R_{BT,t}^A$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	4 011			
15	$SA_{t,t}^{C,2}$	Compensação paga pela REN	1 502			
16	$SRAA_{t,t}^{C,2}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à actividade de CEE, em BT	76			
<b>17</b>	(14) + (15) + (16)	<b>Proveitos recuperados na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>5 589</b>			
18		Lei 12/2008 - Contadores de 2008, devolvidos à tarifa em 2009	570			
19		Lei 12/2008 - Contadores de 2008, devolvidos à tarifa em 2009, actualizados para 2010	584			
20		Lei 12/2008 - Contadores de 2008, calculados em 2009, a devolver à tarifa em 2009	545			
21		Lei 12/2008 - Contadores de 2008, calculados em 2009, a devolver à tarifa em 2010, actualizados para 2010	586			
<b>22</b>		<b>Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, relativos a 2008</b>	<b>185</b>			

## 3.4.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar de -21,2% resulta sobretudo, do decréscimo do activo fixo bruto, resultante de reclassificações, alienações e abates, efectuadas em 2008 e que reduziram o saldo final em cerca de 20,0%.

O quadro seguinte apresenta os movimentos que ocorreram no activo líquido a remunerar desta actividade.

Quadro 3-19 - Movimentos no activo líquido a remunerar

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

	2008	Tarifas 2008	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custo técnicos</b>	1 479	1 668	-11,3%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	13 417	14 981	-10,4%
Investimento Directo	41	46	
Transferência p/ exploração	1 774	2 089	
Reclassificações, alienações e abates	-1 686	-193	
Saldo Final (2)	13 546	16 923	-20,0%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	7 853	7 651	2,6%
Amortizações do Exercício	1 068	687	
Regularizações e abates	-1 929	-380	
Saldo Final (4)	6 992	7 958	-12,1%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	0	483	-100,0%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	0	55	
Saldo Final (6)	0	429	-100,0%
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	5 564	6 847	
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	6 554	8 536	
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>6 059</b>	<b>7 692</b>	<b>-21,2%</b>

## 3.4.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

Os custos anuais de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica situaram-se praticamente ao nível do previsto nas tarifas para 2008.

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma dos Açores

O Quadro 3-20 compara os valores ocorridos em 2008 com os valores aceites nas tarifas para 2008 e com os valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo do ajustamento referente a 2008.

### Quadro 3-20 - Custos de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

	Tarifas 2008	Real 2008	Desvio	2008 ERSE	Diferença 2008 ERSE - Tarifas 2008		Diferença 2008 ERSE - Real 2008	
	10 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	5) = [(4) / (1)] x 100	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
<b>Custos de Exploração</b>								
Materiais Diversos	4	7	85,6%	7	3	85,6%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 911	3 213	10,4%	2 925	14	0,5%	-288	91,0%
Pessoal	3 006	2 649	-11,9%	2 647	-358	-11,9%	-1	100,0%
Outros Custos <sup>[1]</sup>	29	73	154,7%	72	44	153,7%	0	99,6%
<b>Total (3) = (1) + (2)</b>	<b>5 949</b>	<b>5 942</b>	<b>-0,1%</b>	<b>5 652</b>	<b>-297</b>	<b>-5,0%</b>	<b>-289</b>	<b>95,1%</b>
<b>Custos de Investimento (TPE)</b>								
Materiais Diversos	604	439	-27,3%	439	-165	-27,3%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	78	77	-1,2%	77	-1	-1,2%	0	100,0%
Pessoal	395	543	37,4%	543	148	37,4%	0	100,0%
Outros Custos	0	0		0	0		0	
<b>Total (4)</b>	<b>1 077</b>	<b>1 059</b>	<b>-1,6%</b>	<b>1 059</b>	<b>-18</b>	<b>-1,6%</b>	<b>0</b>	<b>100,0%</b>
<b>Custos Totais</b>								
Materiais Diversos	608	446	-26,6%	446	-162	-26,6%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 989	3 290	10,1%	3 002	13	0,4%	-288	91,2%
Pessoal	3 401	3 192	-6,1%	3 191	-210	-6,2%	-1	100,0%
Outros Custos	29	73	155,5%	73	44	154,5%	0	99,6%
<b>Total (5) = (3) + (4)</b>	<b>7 026</b>	<b>7 001</b>	<b>-0,4%</b>	<b>6 711</b>	<b>-315</b>	<b>-4,5%</b>	<b>-289</b>	<b>95,9%</b>

Nota: <sup>[1]</sup> Valor líquido de utilizações de provisões.

Os maiores desvios ocorreram ao nível dos fornecimentos e serviços externos (10,4%) e dos custos com pessoal (-11,9%). Para efeito de ajustamento, não foram aceites cerca de 9% dos custos com fornecimentos e serviços externos, num total de 288 milhares de euros. A metodologia de cálculo dos custos aceites encontra-se explicada no ponto 5.1.

### 3.4.3 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 3-21 apresentam-se os valores da parcela de outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica. No seu conjunto registam um desvio negativo de cerca de 10,3% relativamente ao previsto. Este desvio resulta de uma sobrestimativa do montante dos outros proveitos operacionais (46 milhares de euros).

**Quadro 3-21 - Outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica**

	2008	Tarifas 2008	Diferença 2008 - Tarifas 2008	
	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
Prestações de Serviços	394	397	-3	-0,7%
Outros Proveitos Operacionais	28	74	-46	-61,6%
<b>Total</b>	<b>422</b>	<b>471</b>	<b>-48</b>	<b>-10,3%</b>

**3.5 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

Da análise do Quadro 3-22 verifica-se que, os proveitos permitidos recalculados no ano 2009, com base em valores verificados em 2008, foram superiores aos proveitos permitidos a proporcionar em 2008 definidos em 2007 em cerca de 7,0%.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-22 - Proveitos permitidos em 2008 e ajustamento em 2010, na RAA

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

	Proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2007 (Tarifas 2008)	Proveitos Efectivamente facturados em 2008	Compensação paga pela REN	Custos coma convergência tarifária recuperada pela TVCF do SEPA	Custos aceites com o PPDA	Proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2009	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios obtidos coa a sua optimização	Sub-total	Lei 12/2008 - Contadores de 2008, a devolver à tarifa em 2010, actualizados para 2010	Ajustamento a repercutir em 2010
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)+(8)] x (1+5,144%) x (1+2,295%)	(10)	(11) = (9) - (10)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	124 552	64 901	55 592	1 953	0	138 367	-985	-313	-17 847	0	-17 847
Distribuição de Energia Eléctrica	33 732	20 975	12 310	442	406	31 279			2 196	0	2 196
Comercialização de Energia Eléctrica	5 872	4 974	985	84	0	5 928			123	7	130
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>164 156</b>	<b>90 851</b>	<b>68 888</b>	<b>2 478</b>	<b>406</b>	<b>175 575</b>	<b>-985</b>	<b>-313</b>	<b>-15 528</b>	<b>7</b>	<b>-15 521</b>

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (160 520 milhares de euros<sup>26</sup>) durante 2008 pela EDA, são inferiores ao previsto (164 156 milhares de euros) em cerca de 2,2%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2008 são cerca de 7,0% superiores aos calculados para Tarifas 2008, o desvio de 2008 atinge os -14 437 milhares de euros.

O ajustamento a recuperar pela EDA em 2010 relativamente ao ano de 2008 actualizado para 2010 aplicando-se as taxas EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários de 2008, acrescida de *spread* de 0,5% e EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano 2009, acrescida de *spread* de 1,0%, será de -15 521<sup>27</sup> milhares de euros.

---

<sup>26</sup>  $160\,520 = 90\,851 + 68\,888 + 2\,478 - 406 - 985 - 313 + 7$

<sup>27</sup> Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

## **4 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

No presente capítulo é calculado o ajustamento relativo a 2008 a repercutir nas tarifas de 2010, de acordo com o estipulado no Regulamento Tarifário, para cada uma das actividades reguladas da EEM.

Por forma a avaliar o desempenho da EEM e o ajustamento relativo a cada actividade, a análise efectuada assenta na comparação por actividade entre os valores dos custos, proveitos e activos líquidos a remunerar verificados em 2008 e os valores aceite pela ERSE no cálculo das tarifas para 2008.

### **4.1 EEM**

#### **4.1.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR**

No Quadro 4-1 apresentam-se os movimentos no activo líquido a remunerar da EEM. Globalmente, o desvio no activo líquido médio a remunerar situou-se em -3,9%, justificado tanto por uma diminuição no activo líquido a remunerar de 2007 (-1,8%), como no activo líquido a remunerar de 2008 (-5,7%), face aos valores das tarifas para 2008.

O desvio apurado no saldo líquido de 2008 foi fortemente influenciado pelo desvio verificado no saldo final bruto do activo que apresenta um decréscimo de cerca de 3%, face ao valor aceite para tarifas em 2008. Este comportamento é resultante de um menor nível de investimento directo executado por comparação com o previsto.

Globalmente, o investimento total da EEM apresentou um decréscimo, em 2008, de cerca de 23% por comparação com os valores de tarifas para 2008. Segundo a EEM, o plano de investimentos da empresa é fortemente condicionado pelo ritmo de investimento público e privado realizado em toda a Região Autónoma no sentido de assegurar novos pontos de consumo de energia eléctrica. Adicionalmente, os planos de investimentos são condicionados pela complexidade de concursos públicos nacionais e internacionais e pela obtenção de autorizações. Os desvios mencionados anteriormente resultam, essencialmente, de um atraso no projecto de execução dos investimentos previstos para a nova Central Térmica da Vitória (Vitória III), da não execução do investimento previsto para a ampliação do Sistema Hidroeléctrico da Calheta e de atrasos de algumas obras a efectuar na rede de transporte e distribuição.

**Quadro 4-1 - Movimentos no activo líquido a remunerar<sup>28</sup>**Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	<b>2008</b>	<b>Tarifas 2008</b>	<b>Desvio</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>[(1) - (2)] / (2)</b>
<b>Investimento Total</b>	50 109	64 904	-22,8%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	622 469	629 583	
Investimento Directo	27 961	41 105	
Transferências para Exploração	16 076	15 811	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>666 506</b>	<b>686 499</b>	<b>-2,9%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	321 300	323 388	
Amortizações do Exercício	23 975	24 880	
Regularizações	0	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>345 275</b>	<b>348 268</b>	<b>-0,9%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	43 148	43 532	
Comparticipações do ano	1 646	1 183	
Amortização do ano	4 708	4 656	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>40 086</b>	<b>40 059</b>	<b>0,1%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	258 020	262 663	-1,8%
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	281 144	298 173	-5,7%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>269 582</b>	<b>280 418</b>	<b>-3,9%</b>

**4.1.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS REAIS ACEITES**

No Quadro 4-2 são apresentados os custos anuais de exploração<sup>29</sup> da EEM por comparação entre os valores aceites de 2008, pela ERSE, e os valores das tarifas para 2008.

<sup>28</sup> No activo a remunerar não se encontram contabilizadas as licenças de CO<sub>2</sub>.

<sup>29</sup> Custos operacionais deduzidos dos trabalhos para a própria empresa.

## Quadro 4-2 - Custos anuais de exploração da EEM

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
<b>Custos controláveis</b>	<b>36 606</b>	<b>36 771</b>	<b>-166</b>	<b>-0,5%</b>
Materiais Diversos	3 069	3 090	-21	-0,7%
Fornecimentos e Serviços Externos <sup>(1)</sup>	5 190	5 181	9	0,2%
Custos com Pessoal	27 620	27 769	-149	-0,5%
Outros Custos Operacionais <sup>(2)</sup>	727	732	-5	-0,7%
<b>Outros Custos</b>	<b>3 619</b>	<b>2 977</b>	<b>642</b>	<b>21,6%</b>
Combustíveis, lubrificantes e outros <sup>(3)</sup>	3 080	2 431	649	26,7%
Provisões <sup>(4)</sup>	538	546	-7	-1,3%
<b>TOTAL</b>	<b>40 224</b>	<b>39 748</b>	<b>476</b>	<b>1,2%</b>

Notas: (1) Inclui o valor da frota automóvel (2008 e Tarifas 2008) e da auditoria para apuramento do valor contabilístico dos contadores (2008).

(2) Inclui o valor de Impostos.

(3) Exclui o valor dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, mas deduzido do valor do prémio contratual da GALP.

(4) Líquidas das utilizações de provisões.

No processo de fixação dos proveitos permitidos da EEM nas tarifas para 2008, a ERSE considerou os valores aceites em Tarifas para 2007, sobre os quais incidiu o valor da inflação prevista para 2008 (+2,7%) e impôs uma eficiência de 1% nos custos controláveis da EEM<sup>30</sup>, tendo em vista a empresa apresentar uma trajectória de eficiência nos mesmos. Como tal, e à semelhança dos processos de cálculo de ajustamentos de anos anteriores, os valores das rubricas dos custos de exploração controláveis<sup>31</sup> aceites pela ERSE para o cálculo do ajustamento de 2008 não podem ser superiores aos valores definidos para tarifas em 2008.

Os valores de custos de exploração controláveis apresentados pela EEM como valores ocorridos em 2008 são superiores aos estipulados para tarifas para 2008. Como tal, a ERSE considerou como custos controláveis os valores anteriormente aceites para tarifas para 2008, corrigidos da inflação verificada em 2008 (+2,0%). A excepção à aplicação da metodologia apresentada é verificada na rubrica Custos com Pessoal.

Na rubrica Custos com pessoal o total de 2008 foi calculado, tendo em conta a metodologia utilizada pela ERSE para apuramento dos custos com pessoal em cada processo de cálculo das tarifas, para cada actividade regulada:

<sup>30</sup> Com excepção dos custos com pessoal.

<sup>31</sup> Materiais diversos, Fornecimentos e Serviços Externos, Custos com pessoal e Outros custos operacionais

- A remuneração por efectivo, de 2008, foi obtida através da remuneração por efectivo<sup>32</sup> aceite pela ERSE para cálculo do ajustamento de 2007 a repercutir em 2009, aplicando a taxa de inflação verificada em 2008, correspondendo ao valor do IPC de Dezembro, sem habitação (2,5%). É igualmente considerado um acréscimo anual nas remunerações por efectivo acima do valor da taxa de inflação em 1,5 pontos percentuais.
- O valor aceite pela ERSE para encargos com pensões corresponde à percentagem real do custo com pensões nas remunerações suportado pela empresa, ou seja, 12,3%. Dado que o valor de remunerações por efectivo aceite pela ERSE é inferior ao verificado pela empresa, os custos com pensões aceites são inferiores ao valor incorrido pela empresa resultante do estudo actuarial.
- O valor de encargos aceite foi obtido aplicando a percentagem dos encargos com as remunerações verificadas (28,5%), aos novos valores de remunerações considerados pela ERSE.

Após a obtenção de novos valores de custos com pessoal totais, por actividade, são apurados novos custos com pessoal de exploração, utilizando o valor de custos com pessoal afectos a trabalhos para a própria empresa ocorrida em 2008. Uma vez que o novo valor apurado de custos com pessoal totais por actividade, segundo a metodologia apresentada anteriormente, é inferior aos valores verificados pela empresa, os valores de custos com pessoal de exploração, aceites pela ERSE, correspondem aos obtidos através da metodologia descrita anteriormente.

A rubrica de provisões inclui o montante de provisões líquidas para clientes de cobrança duvidosa, sendo este custo considerado como um custo não controlável pela empresa. O montante verificado foi inferior ao aceite para cálculo dos proveitos permitidos para tarifas de 2008 em 1,3%.

Globalmente, o valor dos custos de exploração da EEM apresenta um desvio positivo de 1,2% entre os valores verificados e os valores aceites nas tarifas para 2008, consequência do aumento da rubrica combustíveis, lubrificantes e outros (excluindo os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE) em cerca de 27%. O aumento da produção de origem térmica registada na R.A.M. e o agravamento dos custos unitários destes produtos justificam a variação ocorrida.

Considerando apenas os custos com materiais diversos, os custos com fornecimentos e serviços externos, os custos com pessoal e os outros custos operacionais, a variação é negativa em 0,5% entre os valores verificados e os valores aceites nas tarifas para 2008.

---

<sup>32</sup> Considera-se o número de efectivos do início do ano.

**DIREITOS DE PASSAGEM**

Os direitos de passagem são uma taxa lançada pelos municípios da RAM pela utilização do domínio público municipal pelas infra-estruturas eléctricas da EEM. A legislação referente aos direitos de passagem foi publicada a 8 de Janeiro de 2007, através do Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, produzindo efeitos desde o início do ano fiscal de 2006. Esta taxa foi fixada em 7,5% sobre o valor anual das vendas de energia eléctrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública).

Tal como referido no documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010” a ERSE considera que não existe habilitação legal para a inclusão destes custos nos proveitos permitidos da EEM a repercutir no sobrecusto com as Regiões Autónomas que afecta os consumidores do Continente.

A ERSE considera que a aplicação do referido Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de Janeiro, não pode ter o mesmo tratamento tarifário que o das rendas devidas aos municípios do Continente pela exploração das concessões de distribuição de electricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto. Não existindo uma igualdade substantiva que implique um tratamento jurídico idêntico, só através de um diploma de igual valor seria possível à ERSE conceder à taxa em causa um tratamento equiparado.

**4.1.3 OUTROS PROVEITOS DA EEM**

No Quadro 4-3 são apresentados os valores de Outros proveitos da EEM comparando-se os valores verificados em 2008 apresentados pela EEM com os valores aceites tarifas para 2008. O desvio negativo nos outros proveitos (-1,9%) é explicado, essencialmente, pelo desvio negativo na rubrica de Proveitos suplementares (-11%). A rubrica de Outros proveitos operacionais contabiliza proveitos decorrentes de ganhos em existências, sendo explicada no ponto 4.3.3.

**Quadro 4-3 - Outros Proveitos da EEM**

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
Venda de materiais diversos	0	0	0	
Prestações de Serviços	144	150	-6	-4%
Proveitos Suplementares	193	218	-24	-11%
Subsídios à exploração	5	0	5	
Outros Proveitos Operacionais	18	0	18	
<b>TOTAL</b>	<b>361</b>	<b>367</b>	<b>-7</b>	<b>-1,9%</b>

Nos pontos seguintes procede-se à análise dos desvios por actividade. A repartição dos valores de custos pelas três actividades reguladas foi efectuada utilizando a chave de repartição enviada pela EEM, como sendo a chave de repartição do ano verificada em 2008.

## **4.2 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA**

O ajustamento da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) é calculado de acordo com o n.º 6 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário.

No quadro seguinte (Quadro 4-4) são apresentadas as variáveis para o cálculo do ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de AGS relativos ao ano de 2008, tendo-se apurado o valor de - 30 244 milhares de euros. São apresentados igualmente, os parâmetros definidos para o cálculo dos proveitos permitidos da actividade de AGS para 2008.

O desvio de -28 119 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -58 600 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2008 por aplicação das tarifas no Continente (76 775 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2009 (135 376 milhares de euros).
- +27 576 milhares de euros referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- +2 564 milhares de euros relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- -214 mil euros referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- +554 mil euros referentes ao proveito da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

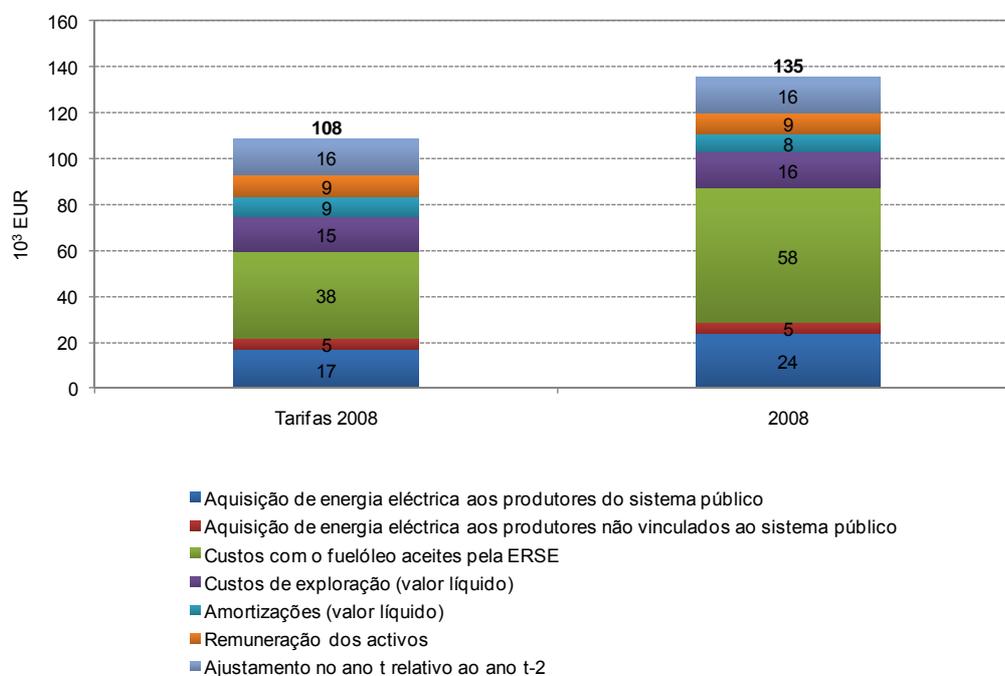
Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

		2008	Tarifas 2008	Diferença 2008 - Tarifas 2008	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	7 965	8 753	-787	-9,0%
b	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	128 776	134 825	-6 049	-4,5%
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)	7,0%	7,0%		
d	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SPM	23 879	16 799	7 080	42,1%
e	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SIM	4 799	4 955	-156	-3,2%
f	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	16 030	15 265	765	5,0%
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	58 141	37 687	20 454	54,3%
h	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	3	18	-15	-84,3%
i	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-15 550	-15 550	0	0,0%
1 = a + b*c + d + e + f + g - h - i	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	135 376	108 429	26 947	24,9%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente		76 775		
3	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS		27 576		
4	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM		2 564		
5	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional		-214		
6	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização		-554		
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp		5,144%		
8	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp		2,295%		
9 = [2 + 3 + 4 - (1 + 6 - 5)] * [1+(7 /100)] * [1+(8)/100]	Ajustamento em 2010 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano de 2008		-30 244		

A Figura 4-1 analisa a decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS, que apresentam um acréscimo de 25% entre os valores de 2008 e os valores das tarifas para 2008.

**Figura 4-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS**



#### 4.2.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 4-5 apresenta os movimentos no activo líquido a remunerar da actividade de AGS.

O activo líquido médio de 2008 apresenta um desvio negativo de 4,5% entre os valores verificados em 2008 e os valores de tarifas para 2008. A justificação para o movimento atrás descrito resulta de um valor líquido, em 2008, verificado inferior ao valor das tarifas para 2008 de cerca de 8,5%, apesar do ligeiro acréscimo de 0,1% no valor líquido de 2007.

O investimento total verificado em AGS ficou aquém do aceite para tarifas em 2008, justificado por um nível de investimento inferior ao previsto na nova Central Térmica da Vitória (Vitória III) e pelo adiamento da ampliação do Sistema Hidroeléctrico da Calheta.

Os principais investimentos realizados nesta actividade ocorreram ao nível da Central Térmica da Vitória com grandes intervenções ao nível dos Grupos Electrogéneos que implicaram a substituição dos principais componentes mecânicos, à instalação de equipamentos para tratamento óleo de alguns

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma da Madeira

grupos, a instalação de equipamento para redução de emissões e o tratamento acústico da central. Paralelamente, foram realizados investimentos na Central Térmica de Porto Santo, destacando-se o mais significativo, a conclusão da instalação do grupo termoeléctrico nº6. O investimento verificado nas centrais hidroeléctricas ficou aquém aceite em tarifas para 2008 devido, essencialmente, ao atraso mencionado anteriormente no Sistema Hidroeléctrico da Calheta, justificado por questões relacionadas com o respectivo concurso público internacional.

O saldo final bruto de 2008 apresenta um decréscimo de 3,6% face aos valores aceites para tarifas em 2008 e, apesar do valor do saldo final das amortizações e das participações apresentarem um desvio negativo, o saldo líquido de 2008 apresenta um desvio de -8,5%.

**Quadro 4-5 - Movimentos no activo líquido a remunerar<sup>33</sup>**

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

	2008 (1)	Tarifas 2008 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	21 818	34 523	-36,8%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	347 909	348 299	
Investimento Directo	12 128	17 437	
Transferências para Exploração	981	8 770	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>361 018</b>	<b>374 506</b>	<b>-3,6%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	188 461	188 718	
Amortizações do Exercício	11 686	12 440	
Regularizações	0	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>200 147</b>	<b>201 159</b>	<b>-0,5%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	33 171	33 433	
Comparticipações do ano	145	100	
Amortização do ano	3 721	3 688	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>29 595</b>	<b>29 845</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	126 277	126 147	0,1%
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	131 275	143 502	-8,5%
<b>Activo líquido médio<sup>(1)</sup> (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>128 776</b>	<b>134 825</b>	<b>-4,5%</b>

<sup>33</sup> As licenças de CO<sub>2</sub> não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do activo.

## 4.2.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

## 4.2.2.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SPM

O Quadro 4-6 analisa a aquisição de energia eléctrica efectuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades, de custo e respectivo preço médio. O crescimento de 41,5% no preço médio da aquisição de energia eléctrica a outros produtores do SPM resulta do crescimento de 42,1% no custo desta energia e de um decréscimo nas quantidades adquiridas de cerca de 0,4%, face aos valores de tarifas para 2008.

**Quadro 4-6 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM**

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM (MWh)	192 809	192 000	809	0,4%
Preço Médio (€/MWh)	123,8	87,5	36	41,5%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>23 879</b>	<b>16 799</b>	<b>7 080</b>	<b>42,1%</b>

## 4.2.2.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SIM

No Quadro 4-7 apresentam-se os custos permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica aos produtores de energia eléctrica independentes (SIM), comparando os valores verificados em 2008 com os aceites para tarifas para 2008. O decréscimo de 0,3,2% no custo de aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial resulta do decréscimo de 0,9% no preço médio desta energia e de um decréscimo nas quantidades adquiridas de cerca de 2,3%, face aos valores de tarifas para 2008.

**Quadro 4-7 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM**

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM (MWh)	55 698	57 000	-1 301,6	-2,3%
Preço Médio (€/MWh)	86,2	86,9	-0,8	-0,9%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>4 799</b>	<b>4 955</b>	<b>-156</b>	<b>-3,2%</b>

O Quadro 4-8 analisa a aquisição de energia eléctrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2008 com os valores das tarifas para 2008. A queda no

preço médio da aquisição de energia eléctrica ao SIM em torno dos 0,9% resulta de uma descida no preço médio da energia de outra origem (para além da hídrica e da eólica) e de uma subida no preço médio da energia hídrica e energia eólica adquirida pela empresa em regime especial. De entre os diversos tipos de produção em regime especial analisados, o preço médio da energia hídrica foi o que apresentou um maior desvio no período em análise (+0,9%). Globalmente, assistiu-se a um desvio negativo na quantidade de energia adquirida ao SIM de 2,3%, sendo que apenas a energia de outra origem (para além de hídrica e eólica) apresentou um desvio positivo em termos de quantidade, entre os valores verificados e os valores de tarifas para 2008.

**Quadro 4-8 - Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM**

	2008					Tarifas 2008					Variação 2008/Tarifas 2008		
	MWh			10· EUR	€/MWh	MWh			10· EUR	€/MWh	MWh	10· EUR	€/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições ao SIM	54 405	1 294	55 698	4 799	86,2	55 900	1 100	57 000	4 955	86,9	-2,3%	-3,2%	-0,9%
Térmica Fuel Gasóleo													
Hídrica	4 100		4 100	412	100,6	4 100		4 100	409	99,7	0,0%	0,9%	0,9%
Eólica	13 087	1 294	14 381	1 439	100,1	15 600	1 100	16 700	1 665	99,7	-13,9%	-13,6%	0,4%
Geotérmica													
Outros	37 218		37 218	2 947	79,2	36 200		36 200	2 881	79,6	2,8%	2,3%	-0,5%

#### 4.2.3 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 4-9 apresenta os custos anuais de exploração afectos à AGS. As rubricas de Materiais diversos, Fornecimentos e serviços externos, Custos com pessoal e Outros custos operacionais apresentam um desvio positivo de 0,7% face aos valores de tarifas para 2008, em sequência da repartição por actividade de acordo com a chave de repartição verificada em 2008 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2008 (2,0%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2008 uma vez que, ao nível da EEM, estas rubricas apresentam um decréscimo de 0,5%, tal como referido anteriormente.

**Quadro 4-9 - Custos anuais de exploração afectos a AGS**Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
<b>Custos controláveis</b>	<b>12 580</b>	<b>12 491</b>	<b>89</b>	<b>0,7%</b>
Materiais Diversos	2 113	2 048	65	3,2%
Fornecimentos e Serviços Externos <sup>(1)</sup>	1 584	1 643	-59	-3,6%
Custos com Pessoal	8 512	8 520	-8	-0,1%
Outros Custos Operacionais <sup>(2)</sup>	371	280	91	32,3%
<b>Outros custos</b>	<b>3 451</b>	<b>2 774</b>	<b>677</b>	<b>24,4%</b>
Combustíveis, lubrificantes e outros <sup>(3)</sup>	3 080	2 431	649	26,7%
Provisões <sup>(4)</sup>	370	343	28	8,0%
<b>TOTAL</b>	<b>16 030</b>	<b>15 265</b>	<b>765</b>	<b>5,0%</b>

Notas: <sup>(1)</sup> Inclui o valor da frota automóvel.<sup>(2)</sup> Inclui o valor com Impostos.<sup>(3)</sup> Exclui o valor dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, mas deduzido do valor do prémio contratual da GALP.<sup>(4)</sup> Liquidadas das utilizações de provisões.**CUSTOS COM OS COMBUSTÍVEIS**

Os custos com a aquisição de combustíveis têm um peso importante nos custos totais de produção de energia eléctrica da EEM. Na determinação das tarifas para 2008, previu-se que os custos com a aquisição de combustíveis, fuelóleo, gasóleo e lubrificantes representassem 48% dos custos aceites para efeitos de regulação. Porém, fruto do choque petrolífero ocorrido em 2008, este valor representou nesse ano 55% do total dos custos aceites. Registe-se que a quase totalidade dos custos com combustíveis diz respeito a custos com fuelóleo. Em 2008, o peso desse custos nos custos com combustíveis foi de 95%.

O Quadro 4-10 permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados.

Os custos com o fuelóleo foram superiores ao previsto em 20,4 milhões de euros, o que corresponde a uma diferença de 54%. Em termos unitários, a diferença igualmente de 54%.

O custo total com gasóleo foi igualmente superior ao previsto, neste caso em 72%. Em termos unitários esta diferença foi sensivelmente menor, tendo sido igual a 28 %.

**Quadro 4-10 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2008 previstos e verificados**

	Custo total (10 <sup>3</sup> euros)				Custo unitário (EUR/t ou EUR/kl)		
	Previsto (1)	Verificado (2)	(2)-(1)	((2)-(1))/(1)	Previsto (3)	Verificado (4)	((4)-(3))/(3)
Fuelóleo	37 687	58 141	20 454	54%	260,8	402,8	54%
Gasóleo	1 061	1 821	761	72%	522,1	669,6	28%

#### 4.2.4 OUTROS PROVEITOS AFECTOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 4-11 apresenta os outros proveitos afectos à actividade de AGS.

**Quadro 4-11 - Outros proveitos afectos a AGS**

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	0	0	0	
Proveitos Suplementares	3	18	-15	-84,3%
Subsídios à exploração	0	0	0	
Outros Proveitos Operacionais	0	0	0	
<b>TOTAL</b>	<b>3</b>	<b>18</b>	<b>-15</b>	<b>-84,3%</b>

No processo de cálculo das tarifas para 2008, a EEM previa um montante para Proveitos Suplementares que não se verificou na totalidade, apresentando um desvio negativo de 15 mil euros entre os valores ocorridos e os valores das tarifas para 2008.

### 4.3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O ajustamento da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-12 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2008 (“Tarifas 2008”) bem como, os parâmetros dos proveitos recalculados em 2008 (“2008”), por nível de tensão. O ajustamento de 2008 da actividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2010 é de +184 milhares de euros resultante de um ajustamento em MT de +534 milhares de euros e em BT, de -350 milhares de euros.

O desvio de +171 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -12 029 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2008 por aplicação das tarifas no Continente (25 628 milhares de euros – MT 9 004 milhares de euros; BT 16 623 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2009 (37 657 milhares de euros – MT 18 896 milhares de euros, BT 18 761 milhares de euros).
- +11 735 milhares de euros (MT 10 068 milhares de euros, BT 1 667 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- +713 milhares de euros (MT 358 milhares de euros, BT 355 milhares de euros) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- -248 milhares de euros (MT -38 milhares de euros, BT -210 milhares de euros) referentes aos custos com a promoção do desempenho ambiental aceite pela ERSE.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

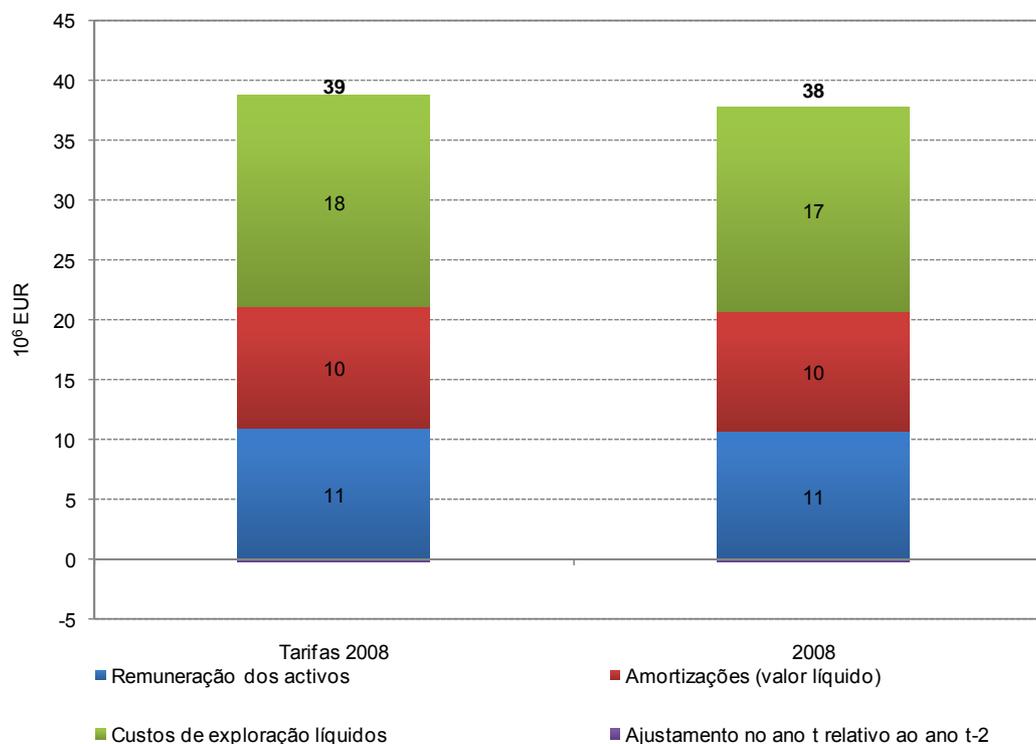
Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-12 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

		2008	Tarifas 2008	Diferença 2008 - Tarifas 2008	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, líquidas das amortizações dos activos participados	6 177	6 404	-227	-3.5%
b	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, líquido de amortizações e participações	97 927	102 285	-4 358	-4.3%
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (%)	8.0%	8.0%		
d	Custos anuais de exploração afectos a MT, aceites pela ERSE	4 540	4 421	119	2.7%
e	Outros proventos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a MT e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	12	21	-9	-41.5%
f	Ajustamento no ano t dos proventos de DEE em MT relativo ao ano t-2	-357	-357	0	0.0%
<b>1 = a + b * c + d - e - f</b>	<b>Proventos Permitidos em MT</b>	<b>18 896</b>	<b>19 344</b>	<b>-448</b>	<b>-2.3%</b>
<b>2</b>	<b>Proventos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>9 004</b>			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	10 068			
4	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de DEE, em MT	358			
5	Custos afectos a MT relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano t-2, aceites pela ERSE	38			
6	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5.14%			
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2.295%			
$\theta = \frac{(2 + 3 + 4 - 5 - 1)^*}{[1+(6/100)]^6 [1+(7/100)]^7}$	<b>Ajustamento em 2010 dos proventos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2008, em MT</b>	<b>534</b>			
g	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, líquidas das amortizações dos activos participados	3 753	3 589	164	4.6%
h	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, líquido de amortizações e participações	36 192	35 536	656	1.8%
i	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (%)	8.0%	8.0%		
j	Custos anuais de exploração afectos a BT, aceites pela ERSE	12 648	13 434	-786	-5.9%
k	Outros proventos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a BT e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	101	128	-27	-21.0%
l	Ajustamento no ano t dos proventos de DEE em BT relativo ao ano t-2	434	434	0	0.0%
<b>9 = g + h * i + j - k - l</b>	<b>Proventos Permitidos em BT</b>	<b>18 761</b>	<b>19 304</b>	<b>-543</b>	<b>-2.8%</b>
<b>10</b>	<b>Proventos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>16 623</b>			
11	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	1 667			
12	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de DEE, em BT	355			
13	Custos afectos a BT relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano t-2, aceites pela ERSE	210			
14	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5.14%			
15	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2.295%			
$\theta = \frac{(10 + 11 + 12 - 13 - 9)^*}{[1+(14/100)]^{14} [1+(15/100)]^{15}}$	<b>Ajustamento em 2010 dos proventos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2008, em BT</b>	<b>-350</b>			
<b>8 + 16</b>	<b>Ajustamento em 2010 dos proventos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>184</b>			

A Figura 4-2 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE.

**Figura 4-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE**



#### 4.3.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 4-13 apresenta os valores considerados no apuramento do desvio do activo a remunerar em 2008 na actividade de DEE.

A actividade de DEE apresenta um desvio negativo de 2,7% no activo líquido médio a remunerar entre os valores verificados em 2008 e os valores de tarifas para 2008 em que o valor líquido de 2007 apresenta uma redução de 3,1% face ao valor aceite nas tarifas em 2008 e uma redução de 2,3% no valor de 2008. O facto do saldo inicial de 2007 ser inferior ao aceite em tarifas para 2008 bem como o facto do aumento no investimento directo e nas transferências para exploração não compensar o nível face aos valores de tarifas para 2008 explicam a quebra de 2,3% no saldo final bruto de 2008. Os investimentos realizados nesta actividade concentraram-se sobretudo em investimentos que permitissem uma melhoria dos níveis de qualidade de serviço e no acompanhamento do investimento público e privado na região autónoma. O recebimento de participações ao investimento efectuado, superior ao valor nas tarifas para 2008, justifica o aumento de cerca de 3% no saldo final líquido de participações de 2008 face ao valor aceite para tarifas para 2008.

## Quadro 4-13 - Movimentos no activo líquido a remunerar

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

	2008 (1)	Tarifas 2008 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	26 450	28 626	-7,6%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	255 315	260 963	
Investimento Directo	14 540	21 983	
Transferências para Exploração	15 022	6 665	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>284 877</b>	<b>289 611</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	120 297	121 845	
Amortizações do Exercício	10 915	10 958	
Regularizações	0	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>131 212</b>	<b>132 803</b>	<b>-1,2%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	9 964	10 083	
Comparticipações do ano	1 501	1 083	
Amortização do ano	984	965	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>10 481</b>	<b>10 201</b>	<b>2,7%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	125 054	129 036	-3,1%
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	143 184	146 607	-2,3%
<b>Activo líquido médio<sup>(1)</sup> (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>134 119</b>	<b>137 821</b>	<b>-2,7%</b>

Nota: <sup>(1)</sup> Valores de 2008: 134 119 = 97 927 (MT) + 36 192 (BT); Valores Tarifas 2008: 137 821 = 102 285 (MT) + 35 536 (BT).

#### 4.3.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 4-14 esquematiza os custos anuais de exploração afectos à DEE. As rubricas de Materiais Diversos, Fornecimentos e serviços externos, Custos com pessoal e Outros custos operacionais apresentam um desvio negativo de 3,6% face aos valores para tarifas de 2008, em sequência da separação por actividade, de acordo com a chave de repartição verificada em 2008 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2008 (2,0%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2008 uma vez que, ao nível da EEM, estas rubricas apresentam um decréscimo de 0,5%, tal como mencionado anteriormente.

**Quadro 4-14 - Custos anuais de exploração afectos à DEE**Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
<b>Custos controláveis</b>	<b>17 049</b>	<b>17 687</b>	<b>-638</b>	<b>-3,6%</b>
Materiais Diversos	828	888	-59	-6,7%
Fornecimentos e Serviços Externos <sup>(1)</sup>	2 324	2 302	22	1,0%
Custos com Pessoal	13 576	14 071	-495	-3,5%
Outros Custos Operacionais <sup>(2)</sup>	321	427	-106	-24,9%
<b>Outros custos</b>	<b>138</b>	<b>168</b>	<b>-29</b>	<b>-17,5%</b>
Provisões <sup>(3)</sup>	138	168	-29	-17,5%
<b>TOTAL <sup>(4)</sup></b>	<b>17 188</b>	<b>17 855</b>	<b>-667</b>	<b>-3,7%</b>

Notas: <sup>(1)</sup> Inclui o valor com frota automóvel.<sup>(2)</sup> Inclui o valor com impostos.<sup>(3)</sup> Líquidas das utilizações de provisões.<sup>(4)</sup> Valores de 2008: 17 188= 4 540 (MT) +12 648 (BT); Valores Tarifas 2008: 17 855= 4 421(MT) + 13 434 (BT).**4.3.3 CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE DESEMPENHO AMBIENTAL**

O valor dos custos aceites pela ERSE em 2008 relacionados com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA) ascendem a 248 milhares de euros. A justificação do valor aceite encontra-se no documento "PPDA da EEM – Análise do Relatório de Execução de 2008", conforme o Quadro 4-15.

**Quadro 4-15 - Custos aceites dos PPDA executados em 2008**

Unidade :EUR

Medida	AT	MT	BT	Total
Formação em ambiente				0,00
Integração paisagística de redes em BT	0,00	0,00	210 035,13	210 035,13
Integração paisagística de redes em MT	0,00	4 543,94	0,00	4 543,94
Remoção de apoios de rede MT	0,00	18 656,68	0,00	18 656,68
Protecção da avifauna	0,00	14 660,59	0,00	14 660,59
<b>TOTAL</b>	<b>0,00</b>	<b>37 861,21</b>	<b>210 035,13</b>	<b>247 896,34</b>

**4.3.4 OUTROS PROVEITOS AFECTOS À ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

O Quadro 4-16 apresenta os Outros proveitos afectos à actividade de DEE. Apesar do desvio positivo nos Outros proveitos operacionais entre os valores reais de 2008 e os considerados nas tarifas para 2008, o facto das rubricas de Prestações de serviços e Proveitos suplementares apresentarem um

desvio negativo superior conduz a um desvio negativo no nível dos outros proveitos de cerca de 36 mil euros, entre os valores verificados e os aceites para cálculo das tarifas para 2008. Os montantes registados nos Outros Proveitos Operacionais resultam da contabilização de ganhos em existências nesta actividade.

**Quadro 4-16 - Outros proveitos afectos à DEE**

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	45	81	-36	-44,1%
Proveitos Suplementares	45	68	-23	-33,6%
Subsídios à exploração	5	0	5	
Outros Proveitos Operacionais	18	0	18	
<b>TOTAL</b>	<b>114</b>	<b>149</b>	<b>-36</b>	<b>-23,9%</b>

#### **4.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

O ajustamento da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 97.º do Regulamento Tarifário.

Ao valor do ajustamento de 2010 é igualmente incorporada a rectificação da Lei n.º12/2008.

O Quadro 4-17 apresenta o ajustamento dos proveitos da actividade de CEE em 2008, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -47 milhares de euros e em BT, de -186 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de -234 milhares de euros na actividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2008 (“2008”) com os valores estimados em 2007 no cálculo das tarifas de 2008 (“Tarifas 2008”), por nível de tensão.

O desvio de -214 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -3 653 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2008 por aplicação das tarifas no Continente (5 302 milhares de euros – MT 263 milhares de euros, BT 5 039 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2009 (8 955 milhares de euros – MT 864 milhares de euros, BT 8 090 milhares de euros).
- +3 270 milhares de euros (MT 549 milhares de euros, BT 2 721 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- +170 mil de euros (MT 16 mil euros, BT 153 mil euros) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

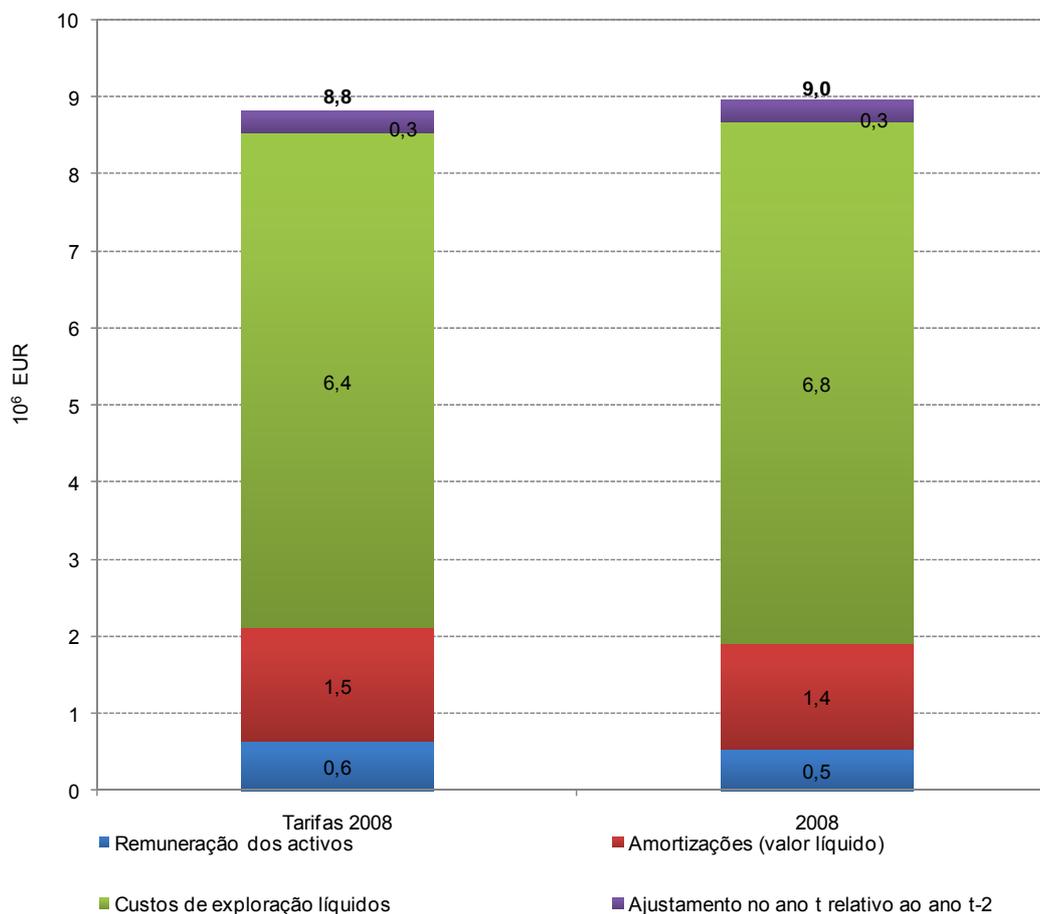
Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-17 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

		2008	Tarifas 2008	Diferença	
		10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	%
a	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	106	129	-24	-18,2%
b	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT, líquido de amortizações e participações	510	647	-137	-21,2%
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
d	Custos anuais de exploração afectos a MT, aceites pela ERSE	716	656	59	9,0%
e	Outros proventos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a MT e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização	24	20	4	22,0%
f	Ajustamento no ano t dos proventos de CEE em MT relativo ao ano t-2	-27	-27	0	0,0%
<b>1 = a + b * c + d - e - f</b>	<b>Proventos Permitidos em MT</b>	<b>864</b>	<b>844</b>	<b>20</b>	<b>2,4%</b>
<b>2</b>	<b>Proventos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>263</b>			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE em MT	549			
4	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de CEE, em MT	16			
5	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,14%			
6	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,295%			
7	Lei n.º 12/2008 - Contadores de 2008, devolvidos à tarifa em 2009	-16			
<b>8 = 7 * [1+(5)/100]</b>	Lei n.º 12/2008 - Contadores de 2008, devolvidos à tarifa em 2009, actualizados para 2010	-16			
9	Lei n.º 12/2008 - Contadores de 2008, calculados em 2009, a devolver à tarifa em 2009	-7			
<b>10 = 9 * [1+(5)/100] * [1+(5)/100]</b>	Lei n.º 12/2008 - Contadores de 2008, calculados em 2009, a devolver à tarifa em 2010, actualizados para 2010	-7			
<b>11 = (2 + 3 + 4 - 1) * [1+(5)/100] + [1+(5)/100] + 8 - 10</b>	<b>Ajustamento em 2010 dos proventos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2008, em MT</b>	<b>47</b>			
g	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	1 265	1 348	-83	-6,2%
h	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, líquido de amortizações e participações	6 177	7 125	-948	-13,3%
i	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
j	Custos anuais de exploração afectos a BT, aceites pela ERSE	6 291	5 972	319	5,3%
k	Outros proventos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a BT e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização	220	180	39	21,8%
l	Ajustamento no ano t dos proventos de CEE em BT relativo ao ano t-2	-260	-260	0	0,0%
<b>12 = g + h * i + j - k - l</b>	<b>Proventos Permitidos em BT</b>	<b>8 090</b>	<b>7 970</b>	<b>120</b>	<b>1,5%</b>
<b>13</b>	<b>Proventos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>5 039</b>			
14	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE em BT	2 721			
15	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de CEE, em BT	153			
16	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp	5,14%			
17	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,295%			
18	Lei n.º 12/2008 - Contadores de 2008, devolvidos à tarifa em 2009	-250			
<b>19 = 18 * [1+(17)/100]</b>	Lei n.º 12/2008 - Contadores de 2008, devolvidos à tarifa em 2009, actualizados para 2010	-256			
20	Lei n.º 12/2008 - Contadores de 2008, calculados em 2009, a devolver à tarifa em 2009	-243			
<b>21 = 20 * [1+(16)/100] * [1+(17)/100]</b>	Lei n.º 12/2008 - Contadores de 2008, calculados em 2009, a devolver à tarifa em 2010, actualizados para 2010	-261			
<b>22 = (13 + 14 + 15 - 12) * [1+(16)/100] + [1+(17)/100] + 19 - 21</b>	<b>Ajustamento em 2010 dos proventos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2008, em BT</b>	<b>186</b>			
<b>11 + 22</b>	<b>Ajustamento em 2010 dos proventos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</b>	<b>-234</b>			

A decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE é apresentada na Figura 4-3, onde se denota o peso dos custos de exploração líquidos no total dos proveitos permitidos da actividade.

**Figura 4-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE**



#### 4.4.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

À semelhança das actividades de AGS e DEE, o activo líquido médio da CEE de 2008 apresenta um desvio negativo de 14% entre os valores verificados em 2008 e os aceites nas tarifas para 2008.

O saldo inicial verificado em 2008 foi inferior ao estimado nas tarifas para 2008. Adicionalmente, o nível de investimento directo e de transferências para exploração foi, igualmente, inferior ao estimado nas tarifas para 2008, justificando o desvio negativo no saldo final bruto de 2008.

Apesar do facto do nível das comparticipações desta actividade apresentar um desvio negativo de cerca de 21% e da existência de um decréscimo do nível das amortizações acumuladas, o desvio de cerca de 8% no valor final do activo fixo bruto de 2008 justifica a quebra de 17,1% no activo líquido de 2008.

No Quadro 4-18 são apresentados os valores considerados no apuramento do desvio do activo a remunerar em 2008 na actividade de CEE.

**Quadro 4-18 - Movimentos no activo líquido a remunerar**

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

	2008 (1)	Tarifas 2008 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	1 840	1 756	4,8%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	19 245	20 321	
Investimento Directo	1 293	1 685	
Transferências para Exploração	73	377	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>20 611</b>	<b>22 382</b>	<b>-7,9%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	12 543	12 825	
Amortizações do Exercício	1 374	1 481	
Regularizações	0	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>13 916</b>	<b>14 306</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	13	16	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortização do ano	3	4	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>-21,2%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	6 689	7 480	-10,6%
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	6 685	8 064	-17,1%
<b>Activo líquido médio<sup>(1)</sup> (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>6 687</b>	<b>7 772</b>	<b>-14,0%</b>

Nota: <sup>(1)</sup> Valores de 2008: 6 687= 510 (MT) +6 177 (BT); Valores Tarifas 2008: 7 772= 647 (MT) + 7 125 (BT).

#### 4.4.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 4-19 encontram-se esquematizados os custos anuais de exploração afectos à CEE. As rubricas de Materiais diversos, Fornecimentos e serviços externos, Custos com pessoal e Outros custos operacionais apresentam um desvio positivo de 5,8% face aos valores aceites em 2007 para tarifas de 2008, em sequência da separação por actividade, de acordo com a chave de repartição verificada em

2008 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2008 (2,0%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2008, uma vez que, ao nível da EEM, estas rubricas apresentam um decréscimo de 0,5%, tal como mencionado anteriormente.

#### Quadro 4-19 - Custos anuais de exploração afectos à CEE

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
<b>Custos controláveis</b>	<b>6 977</b>	<b>6 593</b>	<b>384</b>	<b>5,8%</b>
Materiais Diversos	128	154	-26	-16,9%
Fornecimentos e Serviços Externos <sup>(1)</sup>	1 282	1 237	45	3,7%
Custos com Pessoal	5 532	5 178	353	6,8%
Outros Custos Operacionais <sup>(2)</sup>	35	24	11	45,5%
<b>Outros Custos</b>	<b>30</b>	<b>35</b>	<b>-6</b>	<b>-15,8%</b>
Provisões <sup>(3)</sup>	30	35	-6	-15,8%
<b>TOTAL <sup>(4)</sup></b>	<b>7 006</b>	<b>6 628</b>	<b>378</b>	<b>5,7%</b>

Notas: <sup>(1)</sup> Inclui o valor com frota automóvel.

<sup>(2)</sup> Inclui o valor com impostos.

<sup>(3)</sup> Líquidas das utilizações de provisões.

<sup>(4)</sup> Valores de 2008: 7 006= 716 (MT) +6 291 (BT); Valores Tarifas 2008: 6 628= 656 (MT) + 5 972 (BT).

#### 4.4.3 OUTROS PROVEITOS AFFECTOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 4-20 apresenta os Outros proveitos afectos à actividade de CEE. A variação positiva entre os valores reais de 2008 e os aceites nas tarifas para 2008, decorre de um maior nível de proveitos nas rubricas Prestações de serviços e Proveitos suplementares.

#### Quadro 4-20 - Outros proveitos afectos à CEE

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

	2008	Tarifas 2008	Desvio (2008-Tarifas 2008)	
			Valor	%
Venda de materiais diversos	0	0	0	
Prestações de Serviços	99	69	30	43%
Proveitos Suplementares	145	131	14	11%
Subsídios à exploração	0	0	0	
Outros Proveitos Operacionais	0	0	0	
<b>TOTAL</b>	<b>244</b>	<b>200</b>	<b>44</b>	<b>21,8%</b>

## 4.4.4 RECTIFICAÇÃO DOS VALORES DOS CONTADORES

Aquando do processo de fixação dos proveitos permitidos para tarifas de 2009, o valor da amortização do exercício e da remuneração dos contadores relativa aos meses compreendidos entre Junho (inclusive) e Dezembro de 2008 foi retirada aos valores dos proveitos permitidos da actividade de CEE. No entanto, os valores considerados eram provisórios uma vez que os valores eram referentes a um ano que ainda não se encontrava fechado, do ponto de vista contabilístico. De acordo com os valores ocorridos de 2008 foram apurados os valores a devolver à tarifa de 249 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 4-21.

Quadro 4-21 - Valor dos contadores de 2008

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

	2007	2008	Valor médio	Devolução à tarifa
	(a)	(b)	(a+b)/2	
<b>MT</b>				
Valor Líquido	35	34	34,3	2
Amortização do exercício	8	9	-	5
<b>BT</b>				
Valor Líquido	1 434	1 386	1410	66
Amortização do exercício	278	303	-	177
<b>Total</b>				
Valor Líquido	1469	1420	1445	67
Amortização do exercício	285	312	-	182

#### 4.5 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O Quadro 4-22 sintetiza a informação por actividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2008, com os proveitos recuperados em 2008 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2008 e com os proveitos de 2008 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2010.

O ajustamento da EEM em 2010 relativamente ao ano de 2008 é de -30,3 milhões de euros<sup>34</sup> justificado pelos seguintes efeitos:

- Acréscimo de 2,1 milhões de euros resultante de: desvio positivo de 2,2 milhões de euros entre os valores de tarifas para 2008 e o valor verificado em 2008 no valor de proveitos a recuperar por aplicação das tarifas do Continente, desvio positivo de 0,2 milhões de euros referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, desvio negativo de 0,6 milhões de euros resultante do proveito da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização e desvio positivo de 0,25 milhões de euros relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Acréscimo de 26,1 milhões de euros nos proveitos permitidos de 2008 face aos valores aceites para efeitos de tarifas para 2008, desagregados em: +27,4 milhões de euros em custos de energia; -0,8 milhões de euros referentes a remuneração dos activos e -0,5 milhões de euros referentes a custos controláveis líquidos de outros proveitos e custos não controláveis.
- Acréscimo de 2,1 milhões de euros decorrentes da aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2008 e em 2009 (até 15 de Novembro), acrescida de um spread de 0,5 p.p em 2008 e de 1 p.p. em 2009.

---

<sup>34</sup> Um ajustamento negativo representa um montante a recuperar pela empresa.

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma da Madeira

### Quadro 4-22 - Proveitos permitidos em 2008 e ajustamento em 2010

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2007 (Tarifas 2008)	Proveitos recuperados em 2008 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2008, definidos em 2009	Compensação paga pela REN	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Promoção do Desempenho Ambiental	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> e da partilha de benefícios	Desvio	Desvio actualizado	Rectificação do impacto da Lei n.º12/2008	Ajustamento a repercutir em 2010
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6) - (7) - (8)	(10) = (9) * (1+i+spread) <sup>t</sup> (1+i+spread)	(11)	(10) = (9) + (11)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS)	108 429	76 775	135 376	27 576	2 564	-214		-554	-28 119	-30 244		-30 244
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	38 648	25 628	37 657	11 735	713		248		171	184		184
Comercialização de Energia Eléctrica (CEE)	8 814	5 302	8 955	3 270	170				-214	-230	-3	-234
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>155 890</b>	<b>107 705</b>	<b>181 987</b>	<b>42 581</b>	<b>3 447</b>	<b>-214</b>	<b>248</b>	<b>-554</b>	<b>-28 162</b>	<b>-30 290</b>	<b>-3</b>	<b>-30 294</b>



## 5 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009, NO CONTINENTE

Com o fim da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007, o Regulamento Tarifário passou a contemplar ajustamentos relativos à aquisição de energia em duas actividades associadas a entidades diferentes, que passam a ter esta competência:

- Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, do Agente Comercial.
- Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, do Comercializador de Último Recurso.

Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2010, com base em valores ocorridos e, incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2011.

### 5.1 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA DO AGENTE COMERCIAL

Desde 1 de Julho de 2007, cabe à REN revender no mercado a energia eléctrica produzida pelas centrais enquadradas pelos CAE celebrados com a Tejo Energia e com a Turbogás e pagar esta energia aos custos definidos nos respectivos CAE. A diferença entre os custos e as receitas geradas pela venda dessa energia eléctrica corresponde ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica (sobrecusto CAE), individualizado na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial. Para além do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE, os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial incorpora igualmente custos de funcionamento no âmbito desta actividade.

Paralelamente, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, atribui à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica não cessados. Neste sentido, a ERSE publicou dois mecanismos de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e de optimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>. Estes mecanismos entraram em vigor em 2008.

O desvio provisório de 2009 a repercutir em 2010 é de -64 852<sup>35</sup> milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 3 meses, calculada com base na média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, acrescida de um ponto percentual.

O Quadro 5-1 apresenta o cálculo deste desvio.

---

<sup>35</sup> Um desvio de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

**Quadro 5-1 - Cálculo do ajustamento provisório da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, em 2009**

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

		2009
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	89 096
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsional	184 981
3	Ajustamento $t-1$	17 457
4	Ajustamento $t-2$	19 266
5	Incentivos CAE e CO <sub>2,t-1</sub>	4 234
<b>A</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC [(1)-[(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]]</b>	<b>-63 397</b>
$i_{2009}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009 + 1,0 pp	2,2950%
<b>B</b>	<b>Ajustamento provisório em 2010 dos proveitos permitidos de 2009</b>	<b>-64 852</b>

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e verificados em 2009 do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE, bem como os valores estimados para os mecanismos desenvolvidos pela ERSE.

### 5.1.1 ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 5-2 apresenta os valores do sobrecusto previsto para 2009 nas tarifas 2009, do sobrecusto estimado para esse ano pela REN Trading em Junho de 2009 e do sobrecusto contemplado nas previsões da ERSE, com base em dados reais até Setembro de 2009.

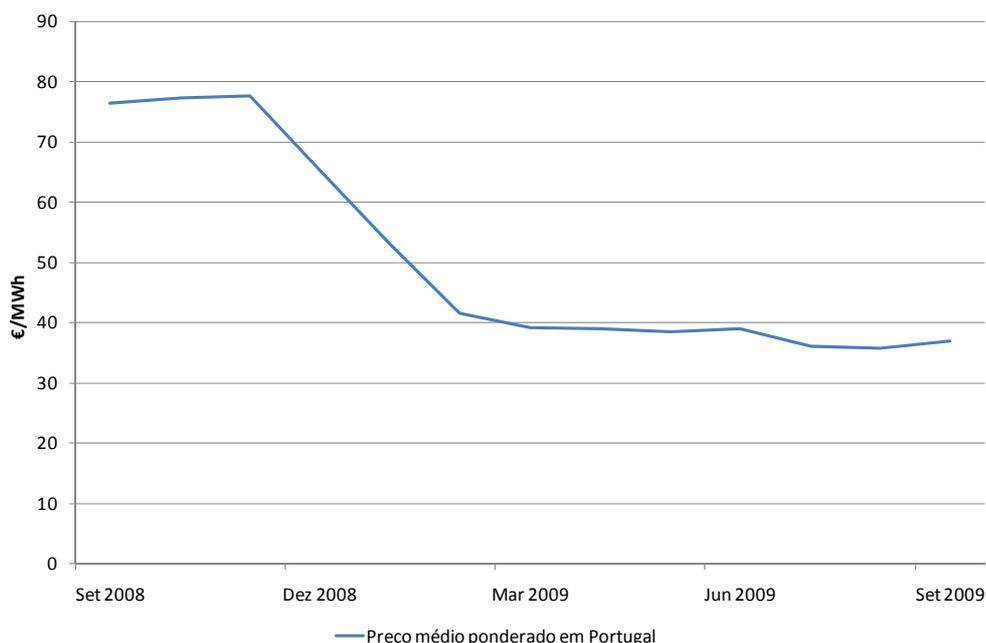
**Quadro 5-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto e estimado para 2009**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		2009	2009	2009	[(3)-(2)]/(2)	[(3)-(1)]/(1)
		Tarifas 2009	Proposta REN Trading Junho 2009	Tarifas 2010	%	%
		(1)	(2)	(3)		
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	141 038	119 826	119 826	-15,0%	0,0%
(1b)	Turbogás	119 586	107 697	107 697	-9,9%	0,0%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>260 624</b>	<b>227 523</b>	<b>227 523</b>	<b>-12,7%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	161 400	95 141	91 207	-43,5%	-4,1%
(2b)	Turbogás	322 508	223 780	222 659	-31,0%	-0,5%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>483 908</b>	<b>318 921</b>	<b>313 866</b>	<b>-35,1%</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Licenças de CO2</b>						
(3a)	Tejo Energia	27 420	744	744	-97,3%	0,0%
(3b)	Turbogás	18 430	9 592	9 592	-48,0%	0,0%
(3)=(3a)+(3b)	<b>Total</b>	<b>45 850</b>	<b>10 335</b>	<b>10 335</b>	<b>-77,5%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(4a)	Tejo Energia	289 889	138 710	133 217	-54,0%	-4,0%
(4b)	Turbogás	375 882	227 676	218 763	-41,8%	-3,9%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>665 771</b>	<b>366 387</b>	<b>351 980</b>	<b>-47,1%</b>	<b>-3,9%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(5a)	Tejo Energia	0	16	16	-	-
(5b)	Turbogás	0	-1 381	-1 381	-	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>-1 365</b>	<b>-1 365</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo VPP</b>						
(6a)	Tejo Energia	0	6 140	16 130	-	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	39 969	70 844	62 415	56,2%	-11,9%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	84 642	114 774	122 566	44,8%	6,8%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>124 611</b>	<b>185 618</b>	<b>184 981</b>	<b>48,4%</b>	<b>-0,3%</b>

Fonte: REN Trading, ERSE

Observa-se que os encargos de energia e de potência estimados no corrente ano para 2009 são mais baixos do que os valores considerados nas tarifas de 2009, sendo esta tendência mais evidente no caso dos encargos de energia. Porém, este facto não foi suficiente para impedir um aumento para 2009 do sobrecusto com CAE que se estima ser cerca de 185 milhões de euros, muito por força da queda nas receitas decorrentes da venda de energia eléctrica.

Este queda reflecte a diminuição nos preços de energia eléctrica transaccionada nos mercados grossistas.

**Figura 5-1 - Evolução do preço médio ponderado da energia eléctrica em Portugal**

Fonte: OMEL

Relativamente às estimativas da REN para o sobrecusto CAE, a ERSE alterou os pressupostos da REN Trading relativamente a algumas das rubricas que compõem o sobrecusto, no sentido de integrar as tendências verificadas nos últimos meses tanto no preço da energia eléctrica, como nos custos dos combustíveis, assim como na taxa de câmbio USD/EUR. Por outro lado, a ERSE teve igualmente em consideração as últimas operações efectuadas pela REN Trading no mercado dos CESUR na estimativa para 2009 dos ganhos que possam ocorrer com estas operações.

**Quadro 5-3 - Alterações aos pressupostos da REN Trading**

		2009	
		2009 Proposta REN Trading Junho 2009	2009 Tarifas 2010
<b>Turbogás</b>	<b>Preço mercado</b>	42,0	40,3
	<b>Receita unitária</b>	45,1	43,3
	<b>Custo variável</b>	44,6	44,4
<b>Tejo Energia</b>	<b>Preço mercado</b>	42,0	40,3
	<b>Receita unitária sem CESUR</b>	45,0	43,3
	<b>Receita unitária com CESUR</b>	47,0	48,5
	<b>Custo variável</b>	30,9	29,6

• Fonte: REN Trading, ERSE

### 5.1.2 MECANISMOS DE GESTÃO DOS CAE

A ERSE aceitou a estimativa da REN Trading para os mecanismos de gestão óptima dos CAE e de gestão das licenças de CO<sub>2</sub>, de cerca de 4 234,16 milhares de euros. Com base nos valores entretanto verificados, esta estimativa será ajustada aquando da definição das tarifas para 2011.

## 5.2 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

### DIFERENCIAL DE CUSTO COM AS AQUISIÇÕES AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

De acordo com o artigo 83º do Regulamento Tarifário o diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2009 e a diferença entre os custos estimados com a aquisição a estes produtores e as quantidades previstas adquirir valorizadas a preço de mercado.

O desvio de 2009 a repercutir em 2010 é de -229 730 milhares de euros<sup>36</sup> incluindo juros, à taxa EURIBOR a 3 meses, calculada com base na média diária de 1 Janeiro a 15 de Novembro de 2009, acrescida de um ponto percentual. O desvio do diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta de uma diminuição do preço de mercado relativamente ao inicialmente previsto.

O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

---

<sup>36</sup> Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

## Quadro 5-4 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE

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

		2009
A	Diferencial da PRE <sup>FER</sup> devolvido em 2009	-166 261
B	Valor não recuperado em 2009 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 (sem juros)	304 530
C	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) - (3)]	348 173
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	514 433
a	Custo de aquisição	945 463
b	Quantidades	10 052
c	Preço de mercado	42,88
2	Ajustamento t-1	135 167
3	Ajustamento t-2	31 094
D	Desvio do diferencial PRE <sup>FER</sup> , em 2009 (A) + (B) - (C)	-209 903
E	Desvio do diferencial PRE <sup>FER</sup> , em 2009 actualizado para 2010 = (D) x (1 + i <sub>2009</sub> <sup>E</sup> )	-214 720
F	Diferencial da PRE <sup>FENR</sup> devolvido em 2009	-185 377
G	Valor não recuperado em 2009 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 (sem juros)	142 939
H	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(4) - (5) - (6)]	-27 765
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	157 612
d	Custo de aquisição	296 606
e	Quantidades	3 242
f	Preço de mercado	42,88
5	Ajustamento t-1	163 563
6	Ajustamento t-2	21 814
I	Desvio do diferencial PRE <sup>FENR</sup> , em 2009 (F) + (G) - (H)	-14 673
J	Desvio do diferencial PRE <sup>FENR</sup> , em 2009 actualizado para 2010 = (I) x (1 + i <sub>2009</sub> <sup>E</sup> )	-15 010
K	Sobrecusto PRE [(E) + (J)]	-229 730
i <sub>2009</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,295%

## AJUSTAMENTO DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

Desde 1 de Julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire energia eléctrica para os seus fornecimentos no mercado organizado (MIBEL). À semelhança dos restantes comercializadores, a sua carteira de compras é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios a liquidar junto do gestor de sistema (acerto de contas). Assim, o comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à expectativa dos consumos dos seus clientes.

Adicionalmente, o comercializador de último recurso tem a obrigação de adquirir a energia da produção em regime especial, a qual deve assim ser descontada na sua carteira de consumos em cada hora.

Na sequência de medidas legislativas de aprofundamento da integração do MIBEL, o comercializador de último recurso deve adquirir uma parte da sua energia no mercado a prazo (OMIP) e ainda através de

leilões trimestrais (CESUR). As restantes aquisições de energia poderão ser efectuadas nos mercados diário e intra-diário (OMIE) e também através de contratos bilaterais.

O quadro seguinte apresenta a procura agregada dos clientes do comercializador de último recurso, no referencial das aquisições no mercado. A determinação desta procura agregada integra a definição do balanço de energia para o ano de 2010, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

#### Quadro 5-5 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP Serviço Universal Junho 2009		ERSE Tarifas 2010		ERSE - Empresa Tarifas 2010	
	2007	2008	2009	2010	2009	2010	2009	2010
+ Energia comprada nos mercados organizados	30 662	31 639	25 819	24 663	24 149	19 815	-1 670	-4 848
+ CESUR	3 445	6 214	1 828	0	1 828	0	0	0
+ Produção em regime especial	10 130	11 578	13 483	15 675	13 294	14 898	-189	-777
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 140	3 507	3 094	2 939	2 976	2 765	-118	-174
	8,0%	8,04%	8,58%	8,29%	8,67%	9,18%		
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	458	634	391	384	415	346	24	-38
	1,1%	1,4%	1,0%	1,0%	1,2%	1,1%		
<b>Total das aquisições</b>	<b>44 237</b>	<b>49 431</b>	<b>41 130</b>	<b>40 338</b>	<b>39 271</b>	<b>34 714</b>	<b>-1 859</b>	<b>-5 624</b>

A estrutura das aquisições de energia pelo comercializador de último recurso resultou das previsões da empresa, corrigidas para o nível da procura considerado nas tarifas.

Relativamente ao preço da energia adquirida pelo comercializador de último recurso em 2009, a EDP Serviço Universal apresentou, no âmbito do processo de fixação das tarifas, informação sobre previsões de custos de aprovisionamento de energia. Estas previsões para o preço da energia sustentaram-se na previsão de custos de energia primária e ainda na modelação do mercado ibérico de produção.

Tendo em consideração as previsões recebidas, determinaram-se as condições de referência para a previsão do preço médio das compras de energia pelo comercializador de último recurso.

**Quadro 5-6 - Condições de referência para a previsão do preço médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2009**

Factor de custo / indicador	Preço de referência para 2009
Carvão (EUR/ton)	51
Petróleo – Brent (EUR/bbl)	46
Gás natural (EUR/MWh)	44
Licenças de emissão de CO <sub>2</sub> (EUR/ton)	14

No domínio das previsões não foi diferenciada a previsão do preço de aquisição de energia eléctrica nos vários modelos de contratação. Assim, considerou-se um único preço médio de aquisição da energia nos mercados organizados, que se apresenta no quadro seguinte. Em acréscimo ao preço da energia, os comercializadores têm também que pagar os custos com os serviços de sistema apurados no contexto do mercado de serviços de sistema.

As previsões enviadas pelo comercializador de último recurso incluem o preço médio no mercado organizado, na área espanhola, bem como um acréscimo de preço devido à consideração de situações de separação dos mercados português e espanhol (por insuficiência da capacidade de interligação no sentido Espanha - Portugal). Nestes casos o preço do mercado na área portuguesa sobe, em relação ao preço de mercado na área espanhola. Esta situação ocorreu com alguma frequência durante os meses de funcionamento do MIBEL, em particular durante as horas de vazio.

A energia adquirida à produção em regime especial pelo comercializador de último recurso é valorizada ao mesmo preço médio que as restantes aquisições de energia no mercado organizado.

**Quadro 5-7 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009**

Unidades: EUR/MWh

Preço médio de mercado ponderado, na área portuguesa	42,88
Custo médio de serviços de sistema na área portuguesa	0,76

O quadro seguinte sintetiza as aquisições de energia do comercializador de último recurso.

**Quadro 5-8 - Aquisições do comercializador de último recurso**

	Quantidades GWh	Preço médio no mercado €/MWh	Custo Total 10 <sup>3</sup> EUR
OMIP	2 159	55,37	119 550
CESUR	1 828	52,74	96 413
OMEL	21 990	42,88	942 878
PRE	13 294	42,88	570 024
<b>Total</b>	<b>39 271</b>	<b>44,02</b>	<b>1 728 865</b>
Serviços do Sistema	39 271	0,76	29 928

O desvio de 2009 a repercutir em 2010 é de -1 044 201<sup>37</sup> incluindo juros, à taxa EURIBOR a 3 meses, calculada com base na média diária de 1 Janeiro a 15 de Novembro de 2009, acrescida de um ponto percentual. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

**Quadro 5-9 - Cálculo do ajustamento da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, em 2009**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2009
+	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes	1 758 793
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais	
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados	1 062 428
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões	96 413
+	Outros custos	29 928
+	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	570 024
+	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano t	9 260
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano t.	-63 971
<b>A</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>1 832 025</b>
<b>B</b>	<b>Proveitos facturados com a aplicação da TE a clientes finais</b>	<b>2 852 799</b>
<b>D</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica (A - B - C), em 2008</b>	<b>-1 020 774</b>
<b>F</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica actualizados para 2010</b>	<b>-1 044 201</b>
<sup>E</sup> <sub>2009</sub>	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2009, + 1 pp	2,2950%

<sup>37</sup> Um desvio de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

## 6 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

### 6.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia eléctrica verificado em 2008 com os valores previstos em 2007 para fixação das tarifas de 2008 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 50 591 GWh situando-se 4,4% abaixo do valor previsto, consequência da recessão económica.
- Os consumos reais no mercado livre (1 179 GWh) e no mercado regulado (45 289 GWh) atingiram 46 468 GWh, o que significa que o desvio relativamente ao previsto foi cerca de -3,6%. Por nível de tensão os maiores desvios ocorreram no nível da BT e de MT que apresentaram desvios na ordem dos 5%.
- O mercado liberalizado ficou aquém das estimativas, em cerca de 80% tendo o consumo do mercado liberalizado atingido os 1,2 TWh, enquanto se estimavam 5,7 TWh.
- A taxa de perdas<sup>38</sup> nas redes de distribuição ficou aquém do valor de referência em cerca de 0,11 pontos percentuais.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores reais com os valores enviados pela empresa e com os valores aceites para tarifas.

---

<sup>38</sup> Taxa de perdas = Perdas / Fornecimentos de energia eléctrica x 100

Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão

Unidade: GWh

RUBRICAS	2008 (real)	Tarifas 2008			Proposta REN para Tarifas 2008		
		GWh	2008 (real - previsto)		GWh	2008 (real - previsto)	
	GWh		GWh	%		GWh	GWh
<b>= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA</b> (Variação média anual)	<b>50 591</b> 1,1%	<b>52 897</b> 5,1%	<b>-2 306</b>	<b>-4,4%</b>	<b>52 450</b> 4,2%	<b>-1 859</b>	<b>-3,5%</b>
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	585	881 1,67%	-296		824 1,57%	-239	
- Compensação síncrona		0	0		40	-40	
- Consumos Próprios	10	0	10		10	0	
+Recepção aos produtores em regime ordinário	117	0	117		0	117	
- PRE não facturada mas incluída no consumo	25	0	25		0	25	
+Ligações transfronteiriças (1)	11						
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>50 099</b> 1,3%	<b>52 016</b> 4,9%	<b>-1 917</b>	<b>-3,7%</b>	<b>51 576</b> 4,0%	<b>-1 477</b>	<b>-2,9%</b>

Nota: <sup>[1]</sup> Diferença entre valor comercial e valor físico

Fonte: ERSE, REN e EDP Distribuição

Quadro 6-2 - Balanço de energia eléctrica da EDP Distribuição

RUBRICAS	2008 (real)	Tarifas 2008			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2008		
		GWh	2008 (real - previsto)		GWh	2008 (real - previsto)	
	GWh		GWh	%		GWh	GWh
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>50 102</b>	<b>52 016</b>	<b>-1 914</b>	<b>-3,7%</b>	<b>52 078</b>	<b>-1 976</b>	<b>-3,8%</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 633 8,11%	3 829 8,2%	-196	-5,1%	3 891 8,4%	-258	-6,6%
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO</b>	<b>46 468</b>	<b>48 187</b>	<b>-1 720</b>	<b>-3,6%</b>	<b>48 187</b>	<b>-1 720</b>	<b>-3,6%</b>
Clientes do comercializador de último recurso	45 289	42 453	2 836	6,7%	42 453	2 836	6,7%
MAT	1 667	1 600	67	4,2%	1 600	67	4,2%
AT	6 357	5 908	449	7,6%	5 908	449	7,6%
MT	14 051	10 854	3 197	29,5%	10 854	3 197	29,5%
BT	23 213	24 091	-878	-3,6%	24 091	-878	-3,6%
Clientes no mercado	1 179	5 734	-4 555	-79,4%	5 734	-4 555	-79,4%
MAT	0	0	0		0	0	
AT	2	0	2		0	2	
MT	263	4 332	-4 069	-93,9%	4 332	-4 069	-93,9%
BT	914	1 402	-488	-34,8%	1 402	-488	-34,8%

Fonte: ERSE e EDP Distribuição

## 6.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A comparação do balanço de energia eléctrica verificado em 2008 com os valores previstos em 2007 para fixação das tarifas de 2008 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 805,2 GWh situando-se 4,7% abaixo do previsto em tarifas de 2008.
- A produção das centrais da EDA atingiu os 606,1 GWh, correspondendo a um acréscimo de 4,4% relativamente a 2007.
- As aquisições a produtores do SIA registaram, em 2008, um desvio positivo de 15,9 GWh. Este diferencial é explicado sobretudo pela energia geotérmica. Realce-se o decréscimo ocorrido ao nível da aquisição de energias renováveis pela EDA, entre 2007 e 2008, que ascendeu a cerca de 3,1%.
- Os fornecimentos no Mercado Regulado atingiram 751,7 GWh, o que significa que o desvio relativamente ao previsto foi na ordem dos -3,2%. Por nível de tensão verificou-se um desvio na MT na ordem dos -3,8% (-11,2 GWh) relativamente ao previsto, enquanto que os consumos em BT ficaram aquém das previsões em 2,9% (-14,0 GWh).
- A taxa de perdas<sup>39</sup> foi inferior ao valor previsto, em 1,6 pontos percentuais.

---

<sup>39</sup> Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos x 100

Quadro 6-3 - Balanço de energia eléctrica da EDA

	2007 (real)	2008 (real)	Tarifas 2008 = Proposta EDA		
			MWh	2008 (real - previsto)	
	MWh	MWh		MWh	%
<b>Produção</b>					
Centrais da EDA	580 349	606 119	662 462	-56 343	-8,5%
Consumo e perdas nas centrais	17 328	18 535	19 545	-1 010	-5,2%
Emissão própria	563 021	587 585	642 917	-55 332	-8,6%
Outros produtores do SPA	0	0	0	0	
Produtores do SIA	224 592	217 572	201 696	15 876	7,9%
<b>Consumo referido à emissão</b>	<b>787 613</b>	<b>805 157</b>	<b>844 613</b>	<b>-39 456</b>	<b>-4,7%</b>
<b>Consumos próprios</b>	<b>1 887</b>	<b>1 992</b>	<b>1 917</b>	<b>75</b>	
<b>Fornecimentos</b>	<b>726 378</b>	<b>751 710</b>	<b>776 931</b>	<b>-25 221</b>	<b>-3,2%</b>
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	726 378	751 710	776 931	-25 221	-3,2%
MT	275 074	283 066	294 256	-11 190	-3,8%
BT	451 304	468 643	482 675	-14 032	-2,9%
<b>Energia saída da rede</b>	<b>728 265</b>	<b>753 702</b>	<b>778 848</b>	<b>-25 146</b>	<b>-3,2%</b>
<b>Perdas na rede</b>	<b>59 347</b>	<b>51 455</b>	<b>65 765</b>	<b>-14 310</b>	<b>-21,8%</b>
<b>Taxa de perdas<sup>[1]</sup></b>	<b>8,17%</b>	<b>6,85%</b>	<b>8,46%</b>		<b>-1,62 p.p.</b>

Nota: <sup>[1]</sup>Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos x 100

Fonte: EDA

### 6.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O Quadro 6-4 apresenta o balanço de energia eléctrica da EEM. São analisados os valores verificados em 2007 e em 2008 e os valores aceites nas tarifas para 2008. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Em 2008, a energia entrada na rede (962,6 GWh) apresenta um acréscimo de 4,4% face ao valor de 2007, resultante de um expressivo aumento de cerca de 7% na emissão própria, de um ligeiro aumento na quantidade adquirida a produtores do SIM (+1,4%) e de uma diminuição da quantidade de energia adquirida a outros produtores do SPM (-4,3%).
- O consumo referido à emissão apresenta, igualmente, um crescimento de 4,3% entre 2007 e 2008, sendo este valor inferior ao total da energia entrada na rede em sequência da contabilização de 2,4 GWh de energia utilizada em bombagem em 2008.
- O fornecimento de energia eléctrica no mercado regulado em 2008 atingiu 876 GWh, traduzindo-se num decréscimo de 25,9 GWh face aos valores nas tarifas de 2008. Para esta evolução contribuiu o desvio negativo de 31,1 GWh (-4,3%) no fornecimento em BT, e o desvio positivo de 5,2 GWh (+2,9%) no fornecimento em AT/MT, face ao cálculo das tarifas para 2008.
- O acréscimo de 4,3% dos fornecimentos no mercado regulado de 2007 para 2008 (36,2 GWh), resulta de um crescimento expressivo tanto dos fornecimentos em AT/MT (+7,6%) como dos fornecimentos em BT (+3,4%).
- Em 2008, as perdas nas redes apresentam o valor de 83,3 GWh, traduzindo-se num acréscimo de 0,3% relativamente aos valores aceites nas tarifas para 2008 (desvio de +0,3 GWh). Entre 2007 e 2008, o nível de perdas apresentou um crescimento de 4,2%.
- A taxa de perdas verificada em 2008 foi de 9,5%, à semelhança da taxa de perdas verificada no ano anterior. O crescimento do nível de perdas nas redes em linha com o crescimento verificado nos fornecimentos no mercado regulado, entre 2007 e 2008, explicam a manutenção da taxa de perdas de 2008 igual à verificada em 2007.

Quadro 6-4 - Balanço de energia eléctrica da EEM

	2007	2008	$\Delta\%$ 2008/2007	Previsto em 2007 para Tarifas 2008	2008 (real - previsto)	
	(real)	(real)			MWh	%
	MWh	MWh	%	MWh	MWh	%
<b>Produção</b>						
Centrais da EEM	683 125	733 417	7,4%	758 521	-25 104	-3,3%
Consumo e perdas nas centrais	17 593	19 344	10,0%	18 376	968	5,3%
Emissão própria	665 533	714 074	7,3%	740 146	-26 072	-3,5%
Outros produtores do SPM	201 485	192 809	-4,3%	192 000	809	0,4%
Produtores do SIM	54 919	55 698	1,4%	57 000	-1 302	-2,3%
<b>Total da energia entrada na rede</b>	<b>921 936</b>	<b>962 581</b>	<b>4,4%</b>	<b>989 146</b>	<b>-26 565</b>	<b>-2,7%</b>
Bombagem	1 369	2 384	74,2%	3 300	-916	-27,8%
Consumo referido à emissão	920 568	960 197	4,3%	985 846	-25 649	-2,6%
Consumos próprios	902	938	4,0%	938	0	0,0%
Compensação síncrona		0		0		
Fornecimentos	839 749	875 995	4,3%	901 930	-25 934	-2,9%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0		0		
Fornecimentos no Mercado Regulado	839 749	875 995	4,3%	901 930	-25 934	-2,9%
AT/MT	174 349	187 642	7,6%	182 442	5 200	2,9%
BT	665 400	688 354	3,4%	719 488	-31 134	-4,3%
<b>Energia saída da rede</b>	<b>840 651</b>	<b>876 933</b>	<b>4,3%</b>	<b>902 868</b>	<b>-25 935</b>	<b>-2,9%</b>
Perdas nas redes	79 916	83 264	4,2%	82 978	286	0,3%
Taxa de perdas <sup>(1)</sup>	9,5%	9,5%	-0,01 p.p.	9,2%		0,31 p.p.

Nota: <sup>(1)</sup> Taxa de perdas = perdas na rede / fornecimentos \*100

## **7 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS**

### **7.1 REN TRADING**

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário, a *REN Trading* enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2008.

A *REN Trading* enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2008.

Os Balanços e Demonstrações de Resultados que se apresentam nos quadros seguintes representam os valores que a *REN Trading* considerou para a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.

**Quadro 7-1 - Balanço da REN Trading, S.A. em 2008**

ACTIVO	Actividade CVEEAC		
	Rubricas	2008	2007
<b>IMOBILIZADO LIQUIDO</b>			
Imobilizações Incorpóreas			
Imobilizações Corpóreas em Exploração	15		
Imobilizado em Curso			
Investimento Financeiro			
	<b>15</b>		
<b>CIRCULANTE</b>			
<b>Existências</b>			
Materiais Diversos e Produtos e Trabalhos em Curso	500		
	<b>500</b>		
<b>Dívidas de Terceiros - médio e longo prazo</b>			
Clientes (v. líquido)			
Outros Devedores			
<b>Dívidas de Terceiros - curto prazo</b>			
Sistema financeiro	14 350		
IRC - Consolidação fiscal	3 912		
Clientes (v. líquido)	15 744	16 152	
Estado e Outros Entes Públicos	494	1 398	
Outros Devedores (v. líquido)	38 887	11 898	
	<b>73 387</b>	<b>29 449</b>	
<b>Depósitos Bancários e Caixa</b>	8 311	49 038	
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>			
Acréscimos de Proveitos	3 154	1 036	
Custos Diferidos	3 118	4 715	
	<b>6 272</b>	<b>5 751</b>	
<b>TOTAL DO ACTIVO</b>	<b>88 485</b>	<b>84 238</b>	
<b>CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO</b>	<b>Actividade CVEEAC</b>		
<b>Rubricas</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	
<b>CAPITAIS PRÓPRIOS</b>			
Capital, Reservas e Resultados Transitados	434	50	
Resultado Líquido do Exercício	5 631	384	
<b>TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO</b>	<b>6 065</b>	<b>434</b>	
<b>PASSIVO</b>			
Provisão para riscos e encargos			
	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo</b>			
Empréstimos			
Outros Credores			
	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>Dívidas a Terceiros - Curto prazo</b>			
Dívidas a Instituições de Crédito			
Fornecedores c/c	3 762	796	
Fornecedores de Imobilizado	34		
Estado e Outros Entes Públicos	19	4 757	
Outros Credores	43		
	<b>3 859</b>	<b>5 553</b>	
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>			
Acréscimos de Custos	75 943	78 251	
Proveitos Diferidos	2 619		
	<b>78 561</b>	<b>78 251</b>	
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>82 420</b>	<b>83 804</b>	
<b>TOTAL CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO</b>	<b>88 485</b>	<b>84 238</b>	

Fonte: REN Trading

## Quadro 7-2 - Demonstração de Resultados da REN Trading, S.A., em 2008

Rubricas	Actividade CVEEAC	
	2008	2007
<b>PROVEITOS E GANHOS (A)</b>	<b>887 514</b>	<b>355 210</b>
Vendas		
De energia eléctrica		
Agentes de mercado (nacionais)	644 910	242 317
Venda electricidade - Prémio opção	7 378	6 759
Venda electricidade - Energia	88 091	8 281
Licenças CO2	26	
Licenças CO2 - EUA CER	16 839	
Licenças CO2 - EUA SPOT	38 147	
Agentes de mercado (internacionais)	10 020	10 034
Ajustamentos AEE		12 087
Diferencial aquisição a produtores com CAE	69 004	51 160
Custos de funcionamento CVEEAC	723	337
Custo Manutenção Equilíbrio Contratual		17 148
Facturação do Agente de Mercado	12 374	7 087
<b>CUSTOS E PERDAS (B)</b>	<b>888 130</b>	<b>336 690</b>
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		
Agentes de mercado (nacionais)	79 953	13 291
Aquisição às centrais	698 128	277 832
Leilões VPP	208	
Licenças CO2	3	
Licenças CO2 - Comissões	108	
Licenças CO2 - EUA CER	14 105	
Licenças CO2 - EUA SPOT	40 879	
Agentes de mercado (internacionais)	30 784	3 311
Diferencial aquisição a produtores com CAE		
Facturação do Agente de Mercado	23 860	13 021
Custo Manutenção Equilíbrio Contratual		17 148
Ajustamentos AEE		12 087
Outros custos aceites	102	
Materiais diversos		
<b>RESULTADOS P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (C) = (A) - (B)</b>	<b>-617</b>	<b>18 520</b>
Desvio tarifário 2007		-17 791
Desvio tarifário 2008	6 026	
<b>RESULTADOS REGULADOS APÓS CONTABILIZAÇÃO DO DIFERENCIAL (D)</b>	<b>5 409</b>	<b>729</b>
<b>PROVEITOS E GANHOS (E)</b>	<b>3 339</b>	<b>527</b>
Prestações de serviços		
Proveitos Suplementares	1	
Outros proveitos e ganhos operacionais		
Proveitos e ganhos financeiros	3 338	527
Proveitos e ganhos extraordinários		
<b>CUSTOS E PERDAS (F)</b>	<b>3 117</b>	<b>873</b>
Fornecimentos e serviços externos	429	715
Impostos	2	12
Custos com o pessoal	637	
Amortizações	1	
Provisões		
Outros custos e perdas operacionais	6	2
Custos e perdas financeiras	10	5
Custos e perdas extraordinárias		
IRC	2 032	138
<b>RESULTADOS NÃO ACEITES P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (G) = (E) - (F)</b>	<b>222</b>	<b>-345</b>
<b>RESULTADOS LÍQUIDOS (H) = (D) + (G)</b>	<b>5 631</b>	<b>384</b>

Fonte: REN Trading

## **7.2 REN**

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 1 emitida pela ERSE, a REN enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2008.

A REN enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2008.

Os Balanços e Demonstrações de Resultados que se apresentam nos quadros seguintes representam os valores que a REN considerou para cada uma das actividades reguladas.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-3 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2008

ACTIVO	Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>IMOBILIZADO LIQUIDO</b>						
Imobilizações Incorpóreas			22	23	51	53
Imobilizações Corpóreas em Exploração			417 914	432 737	1 438 283	1 296 830
Imobilizado em Curso			1 491	1 007	191 934	152 381
Investimento Financeiro						
			<b>419 427</b>	<b>433 766</b>	<b>1 630 269</b>	<b>1 449 264</b>
<b>CIRCULANTE</b>						
<b>Existências</b>						
Materiais Diversos e Produtos e Trabalhos em Curso			134	134	1 081	755
			<b>134</b>	<b>134</b>	<b>1 081</b>	<b>755</b>
<b>Dívidas de Terceiros - médio e longo prazo</b>						
Clientes (v. líquido)						
Outros Devedores			34	34	121	121
			<b>34</b>	<b>34</b>	<b>121</b>	<b>121</b>
<b>Dívidas de Terceiros - curto prazo</b>						
Clientes (v. líquido)			29 581	29 002	21 987	20 588
Estado e Outros Entes Públicos			504		7 839	25 239
Outros Devedores (v. líquido)			2 713	1 118	9 417	6 821
			<b>32 798</b>	<b>30 120</b>	<b>39 244</b>	<b>52 647</b>
<b>Depósitos Bancários e Caixa</b>			22	473	34	2 645
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>						
Acréscimos de Proveitos	62 829	112 358	104 667	474 649	22 923	23 961
Custos Diferidos			8 311	3 439	11 298	8 390
	<b>62 829</b>	<b>112 358</b>	<b>112 978</b>	<b>478 088</b>	<b>34 222</b>	<b>32 351</b>
<b>TOTAL DO ACTIVO</b>	<b>62 829</b>	<b>112 358</b>	<b>565 393</b>	<b>942 616</b>	<b>1 704 970</b>	<b>1 537 784</b>
<b>CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO</b>						
<b>Rubricas</b>	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>CAPITAIS PRÓPRIOS</b>						
Capital, Reservas e Resultados Transitados	36 086	23 470	256 393	245 207	348 736	310 454
Resultado Líquido do Exercício	4 352	12 616	-1 335	11 187	45 599	38 282
<b>TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO</b>	<b>40 438</b>	<b>36 086</b>	<b>255 058</b>	<b>256 394</b>	<b>394 335</b>	<b>348 736</b>
<b>PASSIVO</b>						
Provisão para riscos e encargos			8 404	8 020	24 042	23 311
			<b>8 404</b>	<b>8 020</b>	<b>24 042</b>	<b>23 311</b>
<b>Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo</b>						
Empréstimos		1 142		86 990		183 593
Outros Credores				900		
		<b>1 142</b>		<b>87 890</b>		<b>183 593</b>
<b>Dívidas a Terceiros - Curto prazo</b>						
Suprimentos	17 477		274 167		607 716	
Sistema financeiro - Conta corrente	-5 473		-229 910		315 010	
IRC consolidado	-6 262		98 061		10 069	
Dívidas a Instituições de Crédito		25 001	10 006	321 520	28 595	721 843
Fornecedores c/c			10 766	28 052	16 752	21 612
Fornecedores de Imobilizado			1 314	1 560	66 579	61 648
Estado e Outros Entes Públicos		16 087	-733	35 828	-1 510	21 127
Outros Credores			12 946	1 781	4 086	1 871
	<b>5 741</b>	<b>41 088</b>	<b>176 617</b>	<b>388 741</b>	<b>1 047 297</b>	<b>828 102</b>
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>						
Acréscimos de Custos		4 558	57 680	38 219	27 336	6 840
Proveitos Diferidos	16 650	29 485	67 633	163 352	211 962	147 202
	<b>16 650</b>	<b>34 042</b>	<b>125 314</b>	<b>201 572</b>	<b>239 298</b>	<b>154 041</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>22 391</b>	<b>76 272</b>	<b>310 335</b>	<b>686 223</b>	<b>1 310 636</b>	<b>1 189 048</b>
<b>TOTAL CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO</b>	<b>62 829</b>	<b>112 358</b>	<b>565 393</b>	<b>942 616</b>	<b>1 704 970</b>	<b>1 537 784</b>

Fonte: REN

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

## Quadro 7-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2008

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>PROVEITOS E GANHOS (A)</b>	<b>6 099</b>	<b>817 945</b>	<b>505 166</b>	<b>286 134</b>	<b>249 072</b>	<b>209 258</b>
Vendas						
De energia eléctrica						
SEP	2	958 538	269 989	212 796	222 148	198 772
SENV		3 832				
Exportação		9 539				
Interruptibilidade		-22 242	-46 147	-21 972		
Tarifa transfronteiriça						1 388
Défice tarifário AT - Limitação de tarifa a clientes finais		-29 143				
Défice tarifário BT - Regiões Autónomas		1 915				
Desvio tarifário fixo 2005				-17 095		-9 544
Desvio tarifário fixo 2006		-99 870	-16 756	-12 125	-3 821	
Desvio tarifário fixo 2007	-26 581					
Excesso terrenos 2007			9 344			
Desvio tarifário variável recebido na GGS		-55 405				
Rendas Coongestionamento - Compensação T. Transfronteiriça					6 293	
Rendas Coongestionamento - Compensação Serviços Sistema			1 502			
Rendas Coongestionamento - Compensação Operações de balanço			529			
Plano Promoção Eficiência Consummo			-10 000			
Ajustamentos AEE - Transferidos da Trading	32 678	50 579				
Custos de funcionamento CVEEAC			723	1 052		
Custo Manutenção Equilíbrio Contratual			64 918	21 803		
Facturação do Agente de Mercado			227 638	97 837		
Prestações de serviços			1 014	913	218	877
Proveitos Suplementares		11	149	157	638	307
Trabalhos para a própria empresa (exclui encargos financeiros)			950	1 007	13 358	10 730
Outros proveitos e ganhos operacionais		155	1 195	1 361	2 870	575
Proveitos e ganhos financeiros - Rendas		19	35	319	130	262
Proveitos e ganhos extraordinários		17	83	81	7 237	5 892
<b>CUSTOS E PERDAS (B)</b>	<b>5 377</b>	<b>907 261</b>	<b>545 594</b>	<b>252 598</b>	<b>148 027</b>	<b>125 801</b>
Custo das mercadorias vendidas e consumidas						
Energia Eléctrica	5 377	882 959		46 076		
Tarifa transfronteiriça					6 293	4 904
Correcção de hidráulidade		20 498				
Serviços de Sistema - Parcela fixa			1 460			
Serviços de Sistema - Parcela variável			42			
Custo Manutenção Equilíbrio Contratual			64 918	21 803		
Diferencial custo aquisição energia a produtores com CAE			69 004	31 858		
Facturação do Agente de Mercado			228 167	101 448		
Custos de funcionamento CVEEAC			723	268		
Materiais diversos					394	659
Fornecimentos e serviços externos		1 320	9 898	5 040	37 893	22 467
Impostos		10	287	173	733	724
Custos com o pessoal		1 697	6 120	8 029	21 566	23 643
Amortizações		468	22 307	21 824	78 399	70 081
Provisões		91	443	423	1 076	1 771
Outros custos e perdas operacionais		18	142 008	15 613	385	430
Custos e perdas extraordinárias		200	217	43	1 288	1 121
<b>RESULTADOS P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (C) = (A) - (B)</b>	<b>722</b>	<b>-89 315</b>	<b>-40 428</b>	<b>33 536</b>	<b>101 045</b>	<b>83 457</b>
Desvio tarifário 2007		111 263		931		-3 720
Desvio tarifário 2008	5 375		59 237		-13 099	
<b>RESULTADOS REGULADOS APÓS CONTABILIZAÇÃO DO DIFERENCIAL (D)</b>	<b>6 097</b>	<b>21 947</b>	<b>18 808</b>	<b>34 467</b>	<b>87 946</b>	<b>79 737</b>
<b>PROVEITOS E GANHOS (E)</b>		<b>8</b>	<b>3 584</b>	<b>56</b>	<b>11 270</b>	<b>6 834</b>
Trabalhos para a própria empresa (encargos financeiros)			20	33	8 222	6 802
Rendas de terrenos - Zona de Protecção			790			
Proveitos e ganhos financeiros		8	2 773	22	3 046	32
Proveitos e ganhos extraordinários			2		3	
<b>CUSTOS E PERDAS (F)</b>	<b>1 745</b>	<b>9 339</b>	<b>23 728</b>	<b>23 335</b>	<b>53 618</b>	<b>48 288</b>
Custos e perdas financeiras		4 813	23 693	19 388	36 191	34 596
Custos e perdas extraordinárias	159		363		483	
IRC	1 586	4 526	-328	3 947	16 944	13 692
<b>RESULTADOS NÃO ACEITES P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (G) = (E) - (F)</b>	<b>-1 745</b>	<b>-9 331</b>	<b>-20 144</b>	<b>-23 280</b>	<b>-42 348</b>	<b>-41 454</b>
<b>RESULTADOS LÍQUIDOS (H) = (D) + (G)</b>	<b>4 352</b>	<b>12 616</b>	<b>-1 336</b>	<b>11 187</b>	<b>45 599</b>	<b>38 283</b>

Fonte: REN

### 7.3 EDP DISTRIBUIÇÃO

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 1 emitida pela ERSE, a EDP Distribuição enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2008.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da EDP Distribuição.

**Quadro 7-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2008**

Unidade: milhares euros

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição							
	Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Redes		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Total Actividades Reguladas	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>IMOBILIZADO</b>								
Imobilizações Incorpóreas	226	576	123	123	0	0	349	699
Imobilizações Corpóreas	4 203 459	4 121 352	219 282	240 562	0	0	4 422 741	4 361 914
Imobilizado em Curso	185 165	241 562	7 973	10 989	0	0	193 138	252 551
Investimento Financeiro	0	0	105 100	10 100	0	0	105 100	10 100
	<b>4 388 850</b>	<b>4 363 491</b>	<b>332 478</b>	<b>261 774</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4 721 328</b>	<b>4 625 265</b>
<b>CIRCULANTE</b>								
Existências								
Materiais Diversos	14 637	15 639	1 618	2 974	0	0	16 255	18 613
	<b>14 637</b>	<b>15 639</b>	<b>1 618</b>	<b>2 974</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16 255</b>	<b>18 613</b>
Dividas de Terceiros Médio e Longo Prazos								
Autarquias - Divida 31/12/88	82 042	84 719	0	0	0	0	82 042	84 719
Empresas do Grupo <sup>[1]</sup>	0	0	115 000	115 000	0	0	115 000	115 000
Activo Regulatório PAR	303 176	296 454	50 502	53 208	0	0	353 678	349 662
Outros Devedores	1 949	2 148	319	230	0	0	2 268	2 378
	<b>387 167</b>	<b>383 321</b>	<b>165 821</b>	<b>168 438</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>552 988</b>	<b>551 759</b>
Dividas de Terceiros - Curto Prazo								
Autarquias - Divida 31/12/88	4 949	4 603	0	0	0	0	4 949	4 603
Clientes	10 428	8 395	265 819	251 598	0	0	276 247	259 993
Empresas do Grupo <sup>[1]</sup>	90	281 594	0	0	0	36 420	90	318 014
Estado e Outros Entes Públicos	7 532	110 329	650	3 357	0	0	8 182	113 686
Outros Devedores	23 206	37 524	609	2 620	0	0	23 816	40 144
	<b>46 205</b>	<b>442 446</b>	<b>267 079</b>	<b>257 575</b>	<b>0</b>	<b>36 420</b>	<b>313 284</b>	<b>736 441</b>
Depósitos Bancários e Caixa	24 308	24 467	3 575	3 179	0	0	27 883	27 646
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>								
Acréscimos de Proveitos	164 705	245 541	136 291	147 599	58 373	-3 232	359 369	389 908
Ajustamento Tarifário	45 893	56 347	767	1 849	58 373	-3 232	105 033	54 964
Acessos a Facturar	105 643	186 111	135 253	145 496	0	0	240 896	331 607
Outros Acréscimos de Proveitos	13 169	3 083	271	254	0	0	13 440	3 337
Custos Diferidos	171 536	173 798	21 704	21 530	7 499	7 275	200 739	202 603
Grandes Reparações	92	124	0	0	0	0	92	124
Activo por Impostos Diferidos	166 066	167 149	21 703	21 519	7 499	7 275	195 268	195 943
Outros Custos Diferidos	5 378	6 525	1	11	0	0	5 379	6 536
	<b>336 240</b>	<b>419 339</b>	<b>157 995</b>	<b>169 129</b>	<b>65 872</b>	<b>4 043</b>	<b>560 108</b>	<b>592 511</b>
<b>TOTAL DO ACTIVO</b>	<b>5 197 408</b>	<b>5 648 703</b>	<b>928 566</b>	<b>863 069</b>	<b>65 872</b>	<b>40 464</b>	<b>6 191 846</b>	<b>6 552 236</b>

Nota:

<sup>[1]</sup> Empréstimos Grupo = Sistema financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Distribuição

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-6 - Balanço da EDP Distribuição em 2008 (cont)

Unidade: milhares euros

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição							
	Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Redes		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Total Actividades Reguladas	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>CAPITAIS PRÓPRIOS</b>								
Capital	890 631	890 631	133 565	133 565	0	0	1 024 196	1 024 196
Prestações Suplementares	0	0	95 000	0	0	0	95 000	0
Reservas + Resultados Transitados	370 203	396 872	-17 556	-7 220	7 843	1 135	360 490	390 787
Resultado Líquido do Exercício	152 282	37 836	18 108	-9 229	-58 806	12 732	111 583	41 339
	1 413 115	1 325 339	229 116	117 116	-50 963	13 867	1 591 269	1 456 322
Dividendos Antecipados	-19 373	0	-2 304	0	0	0	-21 677	0
Total do Capital Próprio	1 393 743	1 325 339	226 812	117 116	-50 963	13 867	1 569 592	1 456 322
<b>PASSIVO</b>								
Provisão para riscos e encargos								
Provisão para pensões e actos médicos	747 656	754 226	115 424	116 803	0	0	863 080	871 029
Outras provisões	60 578	60 102	4 211	4 230	0	0	64 789	64 332
	808 234	814 328	119 635	121 033	0	0	927 869	935 361
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo								
	1 238 520	712 450	97 086	176 743	0	0	1 335 606	889 193
Dividas a Terceiros - Curto prazo								
Fornecedores c/c	105 114	41 110	150 305	97 911	0	0	255 419	139 021
Empresas do Grupo <sup>[1]</sup>	-46 706	1 002 499	298 066	321 765	66 856	0	318 216	1 324 264
Divida a Instituições de Crédito	0	0	0	0	0	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	18 485	96 475	3 127	4 306	0	0	21 612	100 781
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	11 894	27 592	229	5 424	0	0	12 123	33 016
Outros Credores	73 025	20 523	9 250	1 098	0	0	82 275	21 621
	161 812	1 188 198	460 978	430 504	66 856	0	689 646	1 618 702
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>								
Acréscimos de Custos	50 108	57 446	15 675	3 938	34 510	27 454	100 293	88 838
Remunerações a Liquidar	35 837	34 183	6 177	4 054	0	0	42 014	38 237
Ajustamento Tarifário	-10 529	-7 077	-1 396	-1 397	27 452	27 454	15 527	18 980
Outros Acréscimos de Custos	24 800	30 339	10 894	1 281	7 058	0	42 752	31 620
Proveitos Diferidos	1 544 991	1 550 940	8 380	13 736	15 469	-856	1 568 840	1 563 820
Subsídios para Investimento	1 495 252	1 486 291	6 846	11 884	0	0	1 502 098	1 498 175
Passivo por Impostos Diferidos	49 739	64 649	1 534	1 851	15 469	-856	66 742	65 644
	1 595 099	1 608 387	24 055	17 673	49 979	26 597	1 669 133	1 652 657
Total do Passivo	3 803 666	4 323 364	701 754	745 953	116 835	26 597	4 622 253	5 095 914
<b>TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO</b>	<b>5 197 408</b>	<b>5 648 703</b>	<b>928 566</b>	<b>863 069</b>	<b>65 872</b>	<b>40 464</b>	<b>6 191 846</b>	<b>6 552 237</b>

Nota:

<sup>[1]</sup> Empréstimos Grupo = Sistema financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Distribuição

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-7 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2008

Unidade: milhares euros

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição							
	Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Redes		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Total Actividades Reguladas	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)</b>	<b>1 335 887</b>	<b>1 326 940</b>	<b>166 798</b>	<b>181 548</b>	<b>1 204 410</b>	<b>868 180</b>	<b>2 707 095</b>	<b>2 376 668</b>
Vendas								
De energia eléctrica (Acessos)	1 028 369	1 116 526	151 077	150 514	1 165 524	889 932	2 344 970	2 156 972
Materiais diversos	3 609	4 556	399	852	0	0	4 008	5 408
Desvio Tarifário ano 2008 (ano n)	45 893	-53 727	767	-3 067	58 373	-21 752	105 033	-78 546
Reversão Desvio Tarifário ano 2006 (ano n-2)	-56 347	0	-1 849	0	3 231	0	-54 965	0
Desvio Tarifário 2007 (ano n-1)	3 451	0	-1	0	2	0	3 452	0
Recuperação défice tarifário 2006/2007	0	0	0	0	-22 720	0	-22 720	0
Prestações de serviços	33 796	33 006	0	0	0	0	33 796	33 006
Variação da produção	0	0	0	0	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa	168 301	129 590	10 051	23 373	0	0	178 352	152 963
Proveitos suplementares	5 922	5 662	10	3	0	0	5 932	5 665
Subsídios à exploração	3 024	938	0	0	0	0	3 024	938
Compensação de Amortizações de Imobiliz. Subsidiados	86 334	78 231	5 038	6 280	0	0	91 372	84 511
Outros proveitos e ganhos operacionais	8 197	9 509	493	995	0	0	8 690	10 504
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	5 338	2 649	813	2 597	0	0	6 151	5 246
<b>CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)</b>	<b>1 224 852</b>	<b>1 276 147</b>	<b>185 930</b>	<b>201 805</b>	<b>1 198 269</b>	<b>865 551</b>	<b>2 609 051</b>	<b>2 343 503</b>
Custo das mercadorias vendidas e consumidas								
Aquisições à RNT TE+UGS+URT	0	0	0	0	557 778	444 463	557 778	444 463
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT Reg Autónomas	0	0	0	0	0	0	0	0
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT	0	0	0	0	0	0	0	0
Aquisições no âmbito da parcela livre	0	0	0	0	0	0	0	0
Aquisições aos PRE - Sobrecustos	0	0	0	0	640 491	421 088	640 491	421 088
Aquisições OMP	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiais diversos	87 680	67 835	9 690	12 550	0	0	97 370	80 385
Fornecimentos e serviços externos	167 998	162 928	57 880	57 415	0	0	225 878	220 343
Custos com o pessoal	268 754	290 919	45 721	44 725	0	0	314 475	335 644
Amortizações do Imobilizado	309 943	306 411	48 026	49 891	0	0	357 969	356 302
Provisões, Amortizações e Ajustamentos Dividas Clientes	138 270	200 185	21 830	33 238	0	0	160 100	233 423
Impostos	1 587	1 643	119	71	0	0	1 706	1 714
Outros custos e perdas operacionais	250 620	246 224	2 664	3 914	0	0	253 284	250 138
<b>RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)</b>	<b>111 035</b>	<b>50 792</b>	<b>-19 132</b>	<b>-20 257</b>	<b>6 141</b>	<b>2 630</b>	<b>98 044</b>	<b>33 165</b>
Proveitos e ganhos financeiros (D)	436	8 499	26 784	997	0	0	27 220	9 496
Custos e perdas financeiras (E)	102 163	82 472	8 096	7 162	846	0	111 105	89 634
<b>RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)</b>	<b>-101 727</b>	<b>-73 973</b>	<b>18 688</b>	<b>-6 165</b>	<b>-846</b>	<b>0</b>	<b>-83 885</b>	<b>-80 138</b>
<b>RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)</b>	<b>9 308</b>	<b>-23 181</b>	<b>-444</b>	<b>-26 421</b>	<b>5 295</b>	<b>2 630</b>	<b>14 159</b>	<b>-46 972</b>
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	152 470	95 630	21 175	11 526	0	0	173 645	107 156
Custos e perdas extraordinários (I)	24 395	8 581	3 990	990	0	0	28 385	9 571
<b>RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)</b>	<b>128 075</b>	<b>87 049</b>	<b>17 185</b>	<b>10 536</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>145 260</b>	<b>97 585</b>
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)</b>	<b>137 383</b>	<b>63 867</b>	<b>16 741</b>	<b>-15 885</b>	<b>5 295</b>	<b>2 630</b>	<b>159 419</b>	<b>50 612</b>
IRC (L)	-14 899	26 031	-1 366	-6 656	64 101	-10 102	47 836	9 273
<b>RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)</b>	<b>152 282</b>	<b>37 836</b>	<b>18 108</b>	<b>-9 229</b>	<b>-58 806</b>	<b>12 732</b>	<b>111 583</b>	<b>41 339</b>

Fonte: EDP Distribuição

**7.4 EDP SERVIÇO UNIVERSAL, SA**

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário, a EDP Serviço Universal enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2008/7.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da EDP Serviço Universal.

**Quadro 7-8 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2008**

Unidade: milhares euros

Rubricas	Comercializador Regulado					
	Comercialização		Compra Venda Energia Eléctrica		Total Actividades Reguladas	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>IMOBILIZADO</b>						
Imobilizações Corpóreas	28	8	26	0	54	8
Imobilizado em Curso	0	0	226	0	226	0
	28	8	252	0	280	8
<b>CIRCULANTE</b>						
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos						
Outros Devedores	0	28 336	1 212 256	184 356	1 212 256	212 692
	0	28 336	1 212 256	184 356	1 212 256	212 692
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo						
Clientes	457 791	402 646	0	0	457 791	402 646
Empresas do Grupo	0	254 946	0	0	0	254 946
Estado e Outros Entes Públicos	1 040	1 055	35 091	0	36 131	1 055
Outros Devedores	69 969	33 314	0	14 387	69 969	47 701
	528 800	691 961	35 091	14 387	563 891	706 348
Depósitos Bancários e Caixa	0	131	0	0	0	131
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>						
Acréscimos de Proveitos	332 559	241 537	227 296	213 866	559 855	455 403
Ajustamento Tarifário	-766	-55	129 653	139 955	128 887	139 900
Energia a Facturar	230 887	234 405	0	0	230 887	234 405
Outros Acréscimos de Proveitos	102 438	7 187	97 643	73 911	200 081	81 098
Custos Diferidos	5 134	3 565	94 469	0	99 603	3 565
Activo por Impostos Diferidos	5 134	3 565	75 642	0	80 776	3 565
Outros Custos Diferidos	0	0	18 827	0	18 827	0
	337 693	245 102	321 765	213 866	659 458	458 968
<b>TOTAL DO ACTIVO</b>	<b>866 521</b>	<b>965 537</b>	<b>1 569 364</b>	<b>412 609</b>	<b>2 435 885</b>	<b>1 378 146</b>

Fonte: EDP Serviço Universal

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

## Quadro 7-9 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2008 (cont)

Unidade: milhares euros

Rubricas	Comercializador Regulado					
	Comercialização		Compra Venda Energia Eléctrica		Total Actividades Reguladas	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>CAPITAIS PRÓPRIOS</b>						
Capital	10 100	10 100	0	0	10 100	10 100
Prestações Suplementares	95 000	0	0	0	95 000	0
Reservas + Resultados Transitados	25 189	0	-60 286	0	-35 097	0
Resultado Líquido do Exercício	-28 968	25 189	-27 329	-60 286	-56 297	-35 097
	101 321	35 289	-87 615	-60 286	13 706	-24 997
<b>PASSIVO</b>						
Provisão para riscos e encargos						
Provisão para pensões e actos médicos	0	1 519	0	0	0	1 519
Outras provisões	4 692	4 022	133	0	4 825	4 022
	4 692	5 541	133	0	4 825	5 541
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo						
Empresas do Grupo	115 000	115 000	0	0	115 000	115 000
Outros Credores	27 551	22 627	0	0	27 551	22 627
	142 551	137 627	0	0	142 551	137 627
Dividas a Terceiros - Curto prazo						
Fornecedores c/c	391 705	362 993	0	0	391 705	362 993
Empresas do Grupo	-209 007	62 193	912 230	255 072	703 223	317 265
Estado e Outros Entes Públicos	185	208	23	0	208	208
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	17	0	22	0	39	0
Outros Credores	50 983	19 097	114 207	0	165 190	19 097
	233 883	444 491	1 026 482	255 072	1 260 365	699 563
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>						
Acréscimos de Custos	361 776	301 005	295 946	123 147	657 722	424 152
Remunerações a Liquidar	112	232	132	0	244	232
Ajustamento Tarifário	0	0	283 699	0	283 699	0
Aquisições de Acessos	349 595	300 772	0	76 001	349 595	376 773
Outros Acréscimos de Custos	12 069	0	12 115	47 146	24 184	47 146
Proveitos Diferidos	22 298	41 584	334 418	94 676	356 716	136 260
Passivo por Impostos Diferidos	-25	-8	334 418	84 316	334 393	84 308
Outros Proveitos Diferidos	22 323	41 592	0	10 360	22 323	51 952
	384 074	342 589	630 364	217 822	1 014 438	560 411
<b>Total do Passivo</b>	<b>765 200</b>	<b>930 248</b>	<b>1 656 979</b>	<b>472 895</b>	<b>2 422 179</b>	<b>1 403 143</b>
<b>TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO</b>	<b>866 521</b>	<b>965 537</b>	<b>1 569 364</b>	<b>412 609</b>	<b>2 435 885</b>	<b>1 378 146</b>

Fonte: EDP Serviço Universal

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-10 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2008

Unidade: milhares euros

Rubricas	Comercializador Regulado							
	Comercialização		Compra e Venda de Energia Eléctrica		Compra Venda Acesso Rede Transporte e Distribuição *		Total Actividades Reguladas	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)</b>	106 336	103 423	4 092 018	2 784 015	2 265 395	1 998 282	6 463 749	4 885 720
Vendas								
De energia eléctrica	94 572	93 754	3 255 944	2 563 513	2 265 395	1 998 282	5 615 911	4 655 549
Desvio Tarifário 2008	-722	-4 435	873 126	171 464	0	0	872 404	167 029
Reversão Desvio Tarifário 2006	0	0	-62 665	0	0	0	-62 665	0
Desvio Tarifário 2007	0	0	24 222	0	0	0	24 222	0
Recuperação Défice Tarifário 2006/2007	0	0	3 787	49 039	0	0	3 787	49 039
Amortização Défice Tarifário 2006/2007	0	0	-2 398	0	0	0	-2 398	0
Prestações de serviços	7 490	7 647	0	0	0	0	7 490	7 647
Proveitos suplementares	172	10	2	0	0	0	174	10
Subsídios à exploração	1 026	0	0	0	0	0	1 026	0
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	3 798	6 446	0	0	0	0	3 798	6 446
<b>CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)</b>	144 413	146 585	4 095 594	2 786 881	2 265 395	1 998 282	6 505 402	4 931 748
Custo das mercadorias vendidas e consumidas								
Aquisições à RNT	0	0	-13 469	979 432	0	0	-13 469	979 432
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT Reg Autónomas	0	0	0	908	0	0	0	908
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT	0	0	0	-13 819	0	0	0	-13 819
Acerto Contas	0	0	45 526	6 402	0	0	45 526	6 402
Serviços de Sistema	0	0	28 728	10 276	0	0	28 728	10 276
Aquisições aos PRE	0	0	529 837	533 742	0	0	529 837	533 742
Aquisições aos Microprodutores	0	0	66	0	0	0	66	0
Aquisições em Mercado	0	0	3 493 418	1 269 940	0	0	3 493 418	1 269 940
Acessos	0	0	0	0	2 265 395	1 998 282	2 265 395	1 998 282
Fornecimentos e serviços externos	121 489	123 387	10 496	0	0	0	131 985	123 387
Custos com o pessoal	567	1 189	665	0	0	0	1 232	1 189
Amortizações do Imobilizado	1	0	2	0	0	0	3	0
Provisões e Ajustamentos Dividas Clientes	21 139	20 888	133	0	0	0	21 272	20 888
Impostos	1	9	2	0	0	0	3	9
Outros custos e perdas operacionais	1 216	1 111	190	0	0	0	1 406	1 111
<b>RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)</b>	<b>-38 077</b>	<b>-43 162</b>	<b>-3 576</b>	<b>-2 866</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-41 653</b>	<b>-46 028</b>
Proveitos e ganhos financeiros (D)	10 441	26 125	8 134	4 271	0	0	18 575	30 396
Custos e perdas financeiras (E)	3 423	31 138	30 469	0	0	0	33 892	31 138
<b>RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)</b>	<b>7 018</b>	<b>-5 013</b>	<b>-22 335</b>	<b>4 271</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-15 317</b>	<b>-742</b>
<b>RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)</b>	<b>-31 059</b>	<b>-48 176</b>	<b>-25 911</b>	<b>1 405</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-56 970</b>	<b>-46 771</b>
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	2 258	772	379	0	0	0	2 637	772
Custos e perdas extraordinários (I)	1 753	56	11	0	0	0	1 764	56
<b>RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)</b>	<b>505</b>	<b>716</b>	<b>368</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>873</b>	<b>716</b>
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)</b>	<b>-30 554</b>	<b>-47 459</b>	<b>-25 543</b>	<b>1 405</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-56 097</b>	<b>-46 054</b>
IRC (L)	-1 586	-72 649	1 786	61 691	0	0	200	-10 958
<b>RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)</b>	<b>-28 968</b>	<b>25 190</b>	<b>-27 329</b>	<b>-60 286</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-56 297</b>	<b>-35 096</b>

Nota: \* Esta actividade não apresenta balanço.

Fonte: EDP Serviço Universal

## **7.5 EDA**

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 7 emitida pela ERSE, a EDA enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2008.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da EDA.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-11 - Balanço da EDA em 2008

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

ACTIVO	EDA	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
<b>IMOBILIZADO</b>				
Imobilizações Incorpóreas	2 991	2 713	185	93
Imobilizações Corpóreas	375 398	169 080	199 857	6 461
Imobilizado em Curso	36 419	19 873	16 482	64
Investimento Financeiro	42 594	42 594	0	0
	457 402	234 260	216 524	6 618
<b>CIRCULANTE</b>				
Existências				
Materiais Diversos, Produtos e Trabalhos em Curso	6 040	4 390	1 587	63
	6 040	4 390	1 587	63
Dívidas de Terceiros				
Clientes (valor líquido)	16 766	13 350	2 880	536
Estado e Outros Entes Públicos	5 599	3 042	2 280	277
Outros Devedores (valor líquido)	1 848	1 719	97	32
	24 214	18 111	5 258	845
Depósitos Bancários e Caixa	1 102	735	288	79
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>				
Acréscimos de Proveitos	40 583	34 283	5 612	688
Custos Diferidos	11 005	7 337	3 057	612
	51 588	41 620	8 669	1 300
<b>TOTAL DO ACTIVO</b>	<b>540 346</b>	<b>299 115</b>	<b>232 326</b>	<b>8 904</b>

CAPITAL PRÓPRIO e PASSIVO	EDA	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
<b>CAPITAIS PRÓPRIOS</b>				
Capital, Reservas, Resultados Transitados	98 259	65 396	36 655	-3 792
Resultado Líquido do Exercício	9 354	6 730	3 364	-740
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>107 613</b>	<b>72 127</b>	<b>40 019</b>	<b>-4 533</b>
<b>PASSIVO</b>				
Provisão para riscos e encargos	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Empréstimos	221 721	116 451	100 802	4 467
Outros Credores	0	0	0	0
	221 721	116 451	100 802	4 467
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Empréstimos	43 667	22 949	19 834	884
Fornecedores c/c	19 116	12 898	4 950	1 268
Estado e Outros Entes Público	601	264	245	92
Fornecedores de Imobilizado	11 677	5 064	6 376	237
Outros Credores	12 046	11 229	36	781
	87 107	52 403	31 442	3 262
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>				
Acréscimos de Custos	46 640	25 548	15 422	5 670
Proveitos Diferidos	77 264	32 586	44 640	38
	123 904	58 134	60 062	5 708
<b>Total do Passivo</b>	<b>432 732</b>	<b>226 988</b>	<b>192 307</b>	<b>13 437</b>
<b>TOTAL do CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO</b>	<b>540 346</b>	<b>299 115</b>	<b>232 326</b>	<b>8 904</b>

## AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

## Quadro 7-12 - Demonstração de Resultados da EDA em 2008

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

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica				Comercialização de Energia Eléctrica			Total das actividades reguladas
		AT	MT	BT	Total da Distribuição	MT	BT	Total da Comercialização	
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	121 712	883	13 240	21 794	35 917	714	6 572	7 286	164 916
Vendas									
De energia eléctrica	65 964	612	8 101	12 178	20 891	312	4 481	4 792	91 647
Compensação tarifária	54 351	169	3 073	4 713	7 955	148	864	1 012	63 318
Ajustamento	0				0			0	0
Materiais diversos	0				0			0	0
Prestações de serviços	0	0	0	516	516	1	393	394	910
Variação da produção	0	0	0	0	0			0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui enc. Financeiros)	439	88	1 899	3 920	5 907	249	810	1 059	7 405
Proveitos suplementares	137	14	161	236	412	2	30	32	581
Subsídios à exploração	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	822	0	6	231	237	3	-7	-4	1 055
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	116 417	738	10 350	19 643	30 731	715	7 406	8 121	155 269
Custo das mercadorias vendidas e consumidas									
Compras de Energia Eléctrica	18 270				0			0	18 270
Combustíveis	68 964				0			0	68 964
Materiais Diversos	2 715	73	1 164	3 168	4 404	164	282	446	7 565
Fornecimentos e serviços externos	4 474	190	1 787	3 069	5 046	133	3 157	3 290	12 809
Custos com o pessoal	11 033	281	3 481	6 507	10 268	253	2 939	3 192	24 494
Amortizações	10 780	185	3 698	6 616	10 499	116	952	1 068	22 347
Provisões	5	0	4	6	10	47	65	112	127
Impostos	156	4	180	67	252	1	10	11	419
Outros custos e perdas operacionais	19	5	37	211	253	0	2	2	274
<b>RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)</b>	<b>5 295</b>	<b>145</b>	<b>2 890</b>	<b>2 150</b>	<b>5 186</b>	<b>0</b>	<b>-834</b>	<b>-835</b>	<b>9 647</b>
Proveitos e ganhos financeiros (D1)	7 137	8	112	169	289	29	421	450	7 877
Encargos financeiros imputados ao investimento (D2)	770	71	649	432	1 152	6	44	50	1 972
Custos e perdas financeiras (E)	7 517	179	2 368	3 560	6 107	31	441	472	14 096
<b>RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D1 + D2) - (E)</b>	<b>391</b>	<b>-99</b>	<b>-1 607</b>	<b>-2 959</b>	<b>-4 666</b>	<b>5</b>	<b>23</b>	<b>28</b>	<b>-4 247</b>
<b>RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)</b>	<b>5 686</b>	<b>46</b>	<b>1 283</b>	<b>-809</b>	<b>520</b>	<b>5</b>	<b>-811</b>	<b>-806</b>	<b>5 400</b>
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	2 071	61	1 047	1 579	2 687	3	63	55	4 813
Custos e perdas extraordinários (I)	9	0	4	7	12	2	33	5	26
<b>RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)</b>	<b>2 062</b>	<b>60</b>	<b>1 043</b>	<b>1 572</b>	<b>2 675</b>	<b>0</b>	<b>31</b>	<b>49</b>	<b>4 787</b>
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)</b>	<b>7 748</b>	<b>106</b>	<b>2 326</b>	<b>763</b>	<b>3 196</b>	<b>5</b>	<b>-780</b>	<b>-757</b>	<b>10 187</b>
IRC (L)	1 018	-8	-112	-168	-168	-1	-16	-17	832
<b>RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)</b>	<b>6 730</b>	<b>115</b>	<b>2 438</b>	<b>931</b>	<b>3 364</b>	<b>6</b>	<b>-764</b>	<b>-740</b>	<b>9 354</b>

Fonte: EDA

## **7.6 EEM**

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 10, a EEM procedeu ao envio de um relatório financeiro sumário das actividades reguladas bem como de diversa informação adicional, referente ao ano de 2008.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela EEM para as três actividades reguladas, relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados, sendo que o valor apurado para a EEM resulta da soma das actividades reguladas.

## Quadro 7-13 - Balanço da EEM em 2008

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

ACTIVO	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
<b>IMOBILIZADO</b>				
Imobilizações Incorpóreas	14 308	14 173	130	5
Imobilizações Corpóreas em exploração	316 527	156 302	153 535	6 690
Imobilizado em Curso	22 047	13 899	7 567	581
Investimento Financeiro	15 255	8 414	5 242	1 599
	368 137	192 788	166 474	8 875
<b>CIRCULANTE</b>				
Existências				
Matérias Primas e Materiais Diversos	14 761	9 699	5 052	10
	14 761	9 699	5 052	10
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos				
Protocolos com Entidades Oficiais	43 971	28 775	11 869	3 328
	43 971	28 775	11 869	3 328
Dívidas de Terceiros				
Clientes C/ Corrente	72 884	50 123	18 715	4 046
Clientes Cobrança Duvidosa	487	319	133	34
Accionistas	3 076	1 606	1 060	410
Estado e Outros Entes Públicos	1 858	1 379	386	92
Outros Devedores	6 954	3 523	2 591	840
	85 257	56 950	22 885	5 422
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	781	438	309	33
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>				
Acréscimos de Proveitos	94 617	59 351	29 679	5 587
Compensação Tarifária (1998-2002)	41 697	27 287	11 255	3 156
Valor para ajustamento	44 711	26 396	16 436	1 879
Outros Proveitos	8 209	5 668	1 988	553
Custos Diferidos	6 595	2 617	3 065	913
Grandes Reparações	0	0	0	0
Impostos diferidos	0	0	0	0
Outros Custos	6 595	2 617	3 065	913
	101 212	61 968	32 744	6 500
<b>TOTAL DO ACTIVO</b>	<b>614 119</b>	<b>350 620</b>	<b>239 332</b>	<b>24 168</b>
<b>PASSIVO E CAPITAIS PRÓPRIOS</b>	<b>EEM</b>	<b>Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema</b>	<b>Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>Comercialização de Energia Eléctrica</b>
<b>CAPITAIS PRÓPRIOS</b>				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	109 806	66 950	42 892	-37
Resultado Líquido do Exercício	3 760	323	3 891	-454
Total do Capital Próprio	113 566	67 274	46 783	-491
<b>PASSIVO</b>				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	29 142	8 705	14 734	5 703
Outras provisões	6 117	27	6 073	18
	35 259	8 732	20 807	5 721
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	271 603	148 080	111 025	12 497
Outros Credores	0	0	0	0
	271 603	148 080	111 025	12 497
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	37 613	34 752	2 308	552
Dívida a Instituições de Crédito	71 137	38 785	29 079	3 273
Estado e Outros Entes Públicos	941	271	459	210
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	11 111	6 140	4 654	317
Outros Credores	13 913	11 305	1 642	966
	134 715	91 254	38 143	5 318
<b>ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS</b>				
Acréscimos de Custos	17 575	4 915	11 571	1 090
Remunerações a Liquidar	4 224	1 262	2 136	827
Valor para ajustamento	0	0	0	0
Outros	13 352	3 653	9 436	263
Proveitos Diferidos	41 401	30 366	11 003	32
Subsídios para Investimento	40 094	29 595	10 489	10
Impostos Diferidos	1 107	570	514	22
Outros	200	200	0	0
	58 976	35 280	22 574	1 122
<b>Total do Passivo</b>	<b>500 553</b>	<b>283 346</b>	<b>192 549</b>	<b>24 659</b>
<b>TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO</b>	<b>614 119</b>	<b>350 620</b>	<b>239 332</b>	<b>24 168</b>

Fonte: EEM

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-14 - Demonstração de Resultados da EEM em 2008

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

Rubricas	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
<b>PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)</b>	<b>204 675</b>	<b>134 237</b>	<b>59 783</b>	<b>10 656</b>
Vendas				
De energia eléctrica	110 370	77 883	27 074	5 413
Convergência tarifária	26 822	12 026	11 813	2 983
Ajustamento	33 686	27 933	4 883	870
Materiais diversos	357	0	0	357
Prestações de serviços	144	0	45	99
Variação da produção	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa	21 834	5 128	15 918	788
Proveitos suplementares	189	0	45	143
Subsídios à exploração	11 274	11 267	5	2
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	0	0	0
<b>CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)</b>	<b>192 118</b>	<b>130 060</b>	<b>51 461</b>	<b>10 597</b>
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Combustíveis, lubrificantes e outros	61 421	61 421	0	0
Compras de Energia Eléctrica	28 678	28 678	0	0
Materiais diversos	12 477	5 198	6 313	966
Fornecimentos e serviços externos	14 346	3 218	9 558	1 570
Custos com o pessoal	33 779	10 090	17 078	6 611
Amortizações	23 975	11 686	10 915	1 374
Provisões	538	370	138	30
Impostos	7 813	475	7 303	36
Outros custos e perdas operacionais	9 091	8 925	155	11
<b>RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)</b>	<b>12 557</b>	<b>4 176</b>	<b>8 323</b>	<b>59</b>
Proveitos e ganhos financeiros (D)	3 952	1 837	1 934	181
Custos e perdas financeiras (E)	17 220	9 638	6 821	762
<b>RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)</b>	<b>-13 269</b>	<b>-7 801</b>	<b>-4 886</b>	<b>-582</b>
<b>RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)</b>	<b>-711</b>	<b>-3 624</b>	<b>3 436</b>	<b>-523</b>
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	5 030	4 000	1 020	10
Custos e perdas extraordinários (I)	24	7	12	5
<b>RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)</b>	<b>5 006</b>	<b>3 993</b>	<b>1 008</b>	<b>5</b>
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)</b>	<b>4 295</b>	<b>369</b>	<b>4 444</b>	<b>-518</b>
IRC (L)	535	46	554	-65
<b>RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)</b>	<b>3 760</b>	<b>323</b>	<b>3 891</b>	<b>-454</b>

Fonte: EEM

**ANEXO**  
**- PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO -**



## 1. ENQUADRAMENTO

O artigo 23.º das Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC), publicadas pela ERSE no Despacho n.º 16 122-A/2006, de 3 de Agosto, estabelece que os promotores que estão a implementar medidas de promoção da eficiência energética aprovadas no âmbito do PPEC enviem à ERSE, com periodicidade semestral, os respectivos relatórios de progresso.

Estes relatórios devem conter uma breve descrição do progresso efectuado na execução das medidas e uma identificação dos custos suportados pelo promotor no período em causa. As despesas apresentadas têm que estar devidamente certificadas por um Revisor Oficial de Contas de acordo com as Normas Técnicas e Directrizes de revisão/Auditoria da ordem dos Revisores Oficiais de Contas.

Na sequência da análise desse relatório a ERSE informa o operador da rede de transporte dos montantes a pagar ao promotor no âmbito da execução do PPEC.

O PPEC 2008, conta com 28 medidas implementadas, por 12 promotores estimando-se um benefício social de 71 milhões de euros. Estima-se que o valor das poupanças de energia eléctrica acumuladas, resultantes da implementação das medidas do PPEC 2008, seja de 878 GWh (ou 325 mil tonCO<sub>2</sub>).

É no segmento da indústria e agricultura que o valor acumulado do consumo evitado é superior, totalizando, até ao fim da vida útil da medida com maior longevidade, 401 GWh, o que equivale a evitar a emissão de cerca de 148 mil toneladas de CO<sub>2</sub>, representando um benefício social de 28 milhões de euros.

O segmento do comércio e serviços é, dos três segmentos considerados, o que apresenta um valor de consumo evitado acumulado inferior, 231 GWh, evitando-se, com a implementação das medidas aprovadas, a emissão de cerca de 85 mil toneladas de CO<sub>2</sub>, representando um benefício social de 21 milhões de euros.

No segmento residencial, a implementação das medidas aprovadas permite atingir um consumo evitado acumulado de 246 GWh, o equivalente a cerca de 91 mil toneladas de CO<sub>2</sub>, em boa parte conseguidas através da utilização de 850 000 lâmpadas fluorescentes compactas (LFC) e de 12 000 arcas frigoríficas eficientes. Estas poupanças apresentam um benefício social de 22 milhões de euros.

Os benefícios das medidas implementadas, em 2008, quer em termos de consumos evitados, quer em termos de custos evitados para o sector eléctrico permanecerão até 2024.

A ERSE irá elaborar um relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2008, procurando assim uma maior projecção e conhecimento do público sobre esta iniciativa.

## 2. RESUMOS DAS MEDIDAS APROVADAS NO PPEC 2008

O PPEC 2008 aprovou a implementação de 10 medidas intangíveis, que se listam de seguida.

- DECO\_I1 – Campanha de Informação ao Consumidor – “Poupar Energia Eléctrica”

A medida decorreu em 2008 e teve como objectivo promover uma campanha para prestar informação sobre a importância e necessidades de poupar energia eléctrica como estratégia para estimular a mudança de comportamentos dos consumidores para a redução do consumo de energia eléctrica. Para este efeito foram constituídas sete equipas dinâmicas, denominadas “brigadas carbono” que irão promover o contacto pessoal em todo o país, cada uma com a sua região de acção.

As “brigadas carbono” eram constituídas por jovens licenciados recrutados através do contacto com as universidades, institutos politécnicos e centros de emprego da região. As brigadas serão alvo de formação de 35 horas (7 h em cinco dias) em regime de internato.

Esta campanha desenvolveu-se em três espaços diferentes: a escola, a casa e o trabalho.

- EDPC\_I5 – Optimização da utilização da eficiência energética em força motriz

A medida proposta teve como objectivo a identificação de oportunidades de racionalização dos consumos de força motriz, através de uma auditoria detalhada, a 3 empresas tipo dos 7 sectores industriais mais relevantes de Portugal Continental. As empresas tipo de cada sector a ser analisadas, foram escolhidas à posteriori, através de interacção com a associação industrial de cada sector em análise. Foram realizadas 21 auditorias energéticas, levadas a cabo pela EDPC através de parceiros previamente seleccionados, mediante um processo de concurso e após análise de mérito técnico-económico.

A análise global dos resultados obtidos foi realizada em parceria com a universidade de Coimbra. Para cada sector em análise, foi desenvolvida uma brochura específica contemplando as principais utilizações finais de força motriz e foram realizados 2 seminários (no Norte e no Sul) para divulgação dos principais resultados.

- EDPD\_I1 –O ambiente é de todos – on-line

Esta medida visa a criação de um site que disponibiliza os conteúdos da medida “O Ambiente é de todos” aprovada no PPEC 2007, cujo objectivo era colmatar a falta de informação sobre eficiência energética e alterações climáticas nas camadas etárias mais jovens.

Estão também disponíveis no site alguns materiais didácticos para download gratuito, permitindo assim uma formação dos professores mais rápida e uma universalização do acesso aos conteúdos.

O projecto tem a duração de dois anos escolares (Setembro de 2007 a Julho de 2009), estando previsto em cada um dos anos o lançamento de um concurso para um projecto de implementação de medidas de

eficiência energética nas escolas, cujos melhores trabalhos ganham 100 000 euros em medidas de eficiência energética implementadas sob supervisão da ADENE.

- ENG\_I1 – Seminários de divulgação de Gestão de Iluminação Pública

Esta medida, do tipo intangível, visou o segmento comércio e serviços, nomeadamente autarquias. Propôs-se executar 3 seminários, distribuídos geograficamente (Norte, Centro e Sul) visando promover a eficiência no consumo de energia, pelos municípios, no que diz respeito à iluminação pública.

- IBD\_I4 – Acompanhamento energético

A medida consistiu na realização de programas de acompanhamento energético semestral de 50 empresas do sector industrial e de serviços, com o objectivo de, por um lado, identificar medidas de economia de energia resultantes da adopção de melhores praticas energéticas, e por outro de apoiar na sua implementação e na formação dos quadros responsáveis na área energética, sendo para isso desenvolvido um manual de boas práticas. A medida decorreu durante o ano de 2008. Os consumidores elegíveis apresentaram um consumo eléctrico significativo, na gama dos 1.700 MWh/ano e 3.400 MWh/ano, em que o consumo eléctrico represente mais de metade dos consumos totais de energia primária da empresa (coeficientes definidos pelo RGCE).

- IDMEC\_I1 – TV ENERGIA

A medida tem como objectivo a promoção da utilização sustentável da energia em Portugal, através da criação de um canal de televisão na Internet, denominado de TV ENERGIA. Deste canal constam conteúdos audiovisuais com fins educativos e formativos, distribuídos livremente via Internet, com base em reportagens, entrevistas, filmes e sketches educativos, documentários e apresentações de projectos de demonstração, casos de estudo, apresentações de iniciativas, eventos, destaques e actualidades sobre eficiência no consumo de energia eléctrica. A medida é implementada durante os anos de 2008 e 2009 e inclui a distribuição gratuita dos materiais educativos produzidos, em DVD junto das associações de âmbito local e regional, juntas de freguesia e em escolas, zonas estas onde a penetração da Internet for mais reduzida. O público-alvo desta medida é todos os utilizadores finais de energia eléctrica dos sectores residencial, serviços e agricultura e indústria.

- UE\_I2 – Ferramenta de Auto-Diagnóstico para o Sector HORECA

Esta medida implementou um simulador informático específico para o sector HORECA (hotéis, restauração e cafés) com localização em Portugal Continental. O utilizador acede ao mesmo via Internet e pode obter informação acerca dos consumos típicos inerentes às melhores práticas do sector.

- UF\_I5 – Realização de Auditorias Energéticas e Formação em Gestão de Energia Eléctrica

Esta medida parte da experiência resultante da aprovação duma candidatura similar, e apresenta uma linha de actuação dedicada ao sector empresarial, recorrendo à análise e estudo das condições de utilização de energia eléctrica e identificação de medidas de utilização Racional de Energia Eléctrica (UREE) mediante a realização de Auditorias.

Estas auditorias resultaram em recomendações, a incluir num relatório a enviar aos participantes, podendo-se dividir as medidas em três grupos:

- Medidas de baixo risco.
- Medidas de racionalização e controlo.
- Medidas tecnológicas.

A não implementação de parte significativa deste plano de medidas resultou na obrigatoriedade do pagamento de metade da auditoria por parte da empresa participante. Adicionalmente, e no âmbito da medida, foram realizados cursos de gestão de energia, para quadros das empresas participantes.

- UF\_I7 – Guia de Boas Práticas no Lar para Deficientes Visuais

Esta medida teve como objectivo a elaboração de um Guia de Boas Práticas energéticas em casa, desenvolvido especificamente para o segmento de pessoas portadores de deficiência visual.

O Guia, elaborado pelo promotor em colaboração com os parceiros da medida, apresentou as principais medidas de poupança energética passíveis de serem colocadas em prática no lar, incidindo fortemente sobre os consumos de energia eléctrica. Este Guia foi disponibilizado em formato Braille (para cegos), em formato ampliado (para amblíopes) e em CD-ROM.

- UF\_I8 – Jogo de Eficiência Energética ENERFIXE e Concurso nas Escolas

Esta medida realizou um concurso de eficiência energética nas escolas. Pretendeu-se ensinar boas práticas de eficiência energética, através da participação num teste e em competições baseadas no jogo, em fases distintas.

Este jogo destinou-se aos alunos do 2º e 3º ciclo do Ensino Básico (público e privado) de Portugal Continental. Adicionalmente ao jogo, foi promovido em cada escola o “dia de Eficiência Energética na Escola” incluindo o envio de exemplares do Guia de Eficiência Energética do promotor. O jogo “ENERFIXE” é disponibilizado na Internet, a todos os utilizadores que queiram jogar.

O PPEC 2008 aprovou a implementação de 8 medidas tangíveis no segmento indústria e agricultura, que se listam de seguida.

- ADENE\_T11 – GEO-INDÚSTRIA – Substituição de Sistemas de Ar Condicionado por Sistemas Geotérmicos

A presente medida visou a substituição do parque de unidades de ar condicionado convencionais, do sector industrial, por um sistema centralizado baseado numa bomba de calor geotérmica.

A medida foi dirigida a duas empresas do sector industrial, que possuíam condições para a implantação do sistema geotérmico e que co-financiaram o sobrecusto do sistema geotérmico em 50%. O promotor listou o grupo de empresas que verificavam a condição de elegibilidade necessária, ou seja, que apresentassem uma potência instalada igual ou superior a 101 kW, dos sistemas de climatização baseados em unidades de ar condicionado. A lista foi executada a partir dos dados e registos de auditorias executadas pelo promotor e por consulta às respectivas associações industriais. Deste grupo, a ADENE seleccionou as duas empresas que reuniam as melhores condições em termos de potência, estado, tipo de sistema geotérmico e da área de terreno disponível para a captação geotérmica.

- ADENE\_T12 – Aplicação de Variadores Electrónicos de Velocidade em motores de sistemas de Bombagem em Empresas Industriais

A presente medida visou co-financiar em 60% a instalação de variadores electrónicos de velocidade (VEV) em motores eléctricos de potência nominal não superior a 55 kW, em sistemas de bombagem de Estações de Tratamento de Águas/Águas Residuais (ETA/ETAR) ou de outros efluentes líquidos em 30 empresas do sector industrial transformador e dispersas por todo o território continental, de modo a proporcionar uma redução média de 25% do consumo de energia eléctrica nos motores associados a estes equipamentos.

- ARENA\_T11 – Sistemas de Transmissão Energeticamente Eficientes (Aplicação de Variadores Electrónicos de Velocidade em Motores de Sistemas de Bombagem de Empresas industriais)

A medida pretende aplicar 20 Variadores Electrónicos de Velocidade (VEV) – 2 por empresa – em motores eléctricos de potência nominal não superior a 55 kW em sistemas de bombagem de Estações de Tratamento de Águas/Águas Residuais (ETA/ETAR), ou de outros efluentes líquidos em 10 empresas de diferentes subsectores da industria transformadora e dispersas por todo o território da RAA. A potência tomada média considerada é de 44 kW para 6 000 horas/ano de funcionamento. Os consumidores participantes contribuirão com 50% dos custos da medida.

- EDPC\_T12 – Variadores Electrónicos de Velocidade (VEV's) na indústria

Esta medida teve como objectivo a promoção e a instalação de variadores electrónicos de velocidade (VEV) no sector da indústria. A EDP Comercial participou 90% do custo médio de um VEV, incluindo tecnologias auxiliares inerentes ao funcionamento do VEV, nomeadamente, filtros, contactor, encravamento mecânico, contadores de horas, comutadores, botões de emergência, sinalizadores, quadros eléctricos e cabos. O ressarcimento ao consumidor foi feito após a instalação do equipamento. Foi participado um total de 300 VEV, para gamas de potências de [4, 10[ kW, [10, 30[kW , [30, 70[ kW e [70, 500[ kW.

- EDPD\_T13 – Variadores Electrónicos de Velocidade (VEV's) na Indústria

A presente medida decorreu em 2008 e promoveu a aquisição de 150 variadores electrónicos de velocidade (VEV) no sector da indústria. A EDP Distribuição propôs-se a participar 100% do custo médio de um VEV e respectiva aparelhagem de comando e controlo e equipamento auxiliar adicional, nomeadamente, filtros, contactor, encravamento mecânico, contadores de horas, comutadores, botões de emergência, sinalizadores, quadros eléctricos e cabos. A gama de potências de VEV fornecidos foi [4, 10[ kW, [10, 30[kW , [30, 70[ kW e [70, 500[ kW.

- EDPSU\_T12 – Correção do factor de potência

Esta medida, a decorrer em 2008 e 2009, promove a instalação de 160 baterias de condensadores automáticas de 400V, com vista a eliminar a necessidade de fornecimento de energia reactiva a instalações do sector da indústria e agricultura, em Portugal continental, com fornecimentos em AT, MT e em BTE, num total de 160 intervenções. A EDP Serviço Universal promove o financiamento de 90% do custo médio de um equipamento de correção do factor de potência.

- END\_T11 – Correção do Factor de Potência no Sector da Indústria e da Agricultura

A medida promoveu em 2008 a instalação, em unidades industriais em BTE e MT, de 70 baterias de condensadores, habitualmente de 400V, com escalões de potência controlados por mecanismos de relés varimétricos, com protecção adequada e filtragem de harmónicas quando necessário.

- IBD\_T12 – Controlo da limpeza de filtros de mangas por diferencial de pressão

Os sistemas de filtros de mangas são equipamentos comuns na indústria, onde desempenham a função de remoção de partículas transportadas por um caudal de ar. A limpeza destes sistemas é, tipicamente, efectuada através da injeção de ar comprimido, com uma dada duração, em intervalos periódicos.

Esta medida procedeu à actualização dos sequenciadores de injeção equipados com temporizador por sequenciadores com controlo de diferencial de pressão, reduzindo o número de injeções de ar comprimido e consequentemente o consumo de energia eléctrica na produção do ar comprimido.

A medida destinou-se assim a consumidores industriais de energia eléctrica com instalações industriais com filtros onde o controlo de limpeza seja efectuado por temporização e contou com a instalação de 500 equipamentos de controlo por diferencial de pressão.

O PPEC 2008 aprovou a implementação de 4 medidas tangíveis no comércio e serviços, que se listam de seguida.

- EDPC\_TC5 – Lâmpadas fluorescentes compactas

A medida teve como objectivo a distribuição de lâmpadas fluorescentes compactas (CFL's) aos consumidores do sector comércio e serviços. A distribuição de 30 000 unidades foi gratuita e decorreu de forma aleatória e numa acção do tipo porta-a-porta.

- END\_TC2 – Substituição de Iluminação Convencional por Iluminação LED

A presente medida visou a substituição de 62 260 lâmpadas de halogéneo por lâmpadas LED, em edifícios e espaços de uso público com horário de funcionamento alargados, mais precisamente zonas comerciais, hotelaria e escritórios.

Foram estabelecidas matrizes de substituição, definidas as operações de substituição e produzidas fichas de execução para cada uma das instalações seleccionadas. As operações de substituição, troca de lâmpadas, foram da responsabilidade do cliente, sendo instruídos sobre os detalhes da montagem. Foi mantida uma linha de contacto para permitir esclarecimentos.

Os clientes participantes participaram em 50% dos custos de investimento em equipamento e foram responsáveis pelo destino final dos materiais substituídos. Cada cliente foi solicitado a preencher regularmente as fichas de registo de consumo. Por amostragem procedeu-se a uma inspecção local das condições de montagem, em pelo menos 20% dos projectos.

- END\_TC3 – Correção do Factor de Potência no Sector do Comércio e Serviços

A medida promoveu em 2008 a instalação, em unidades de comércio e serviços em BTE e MT, de 165 baterias de condensadores, habitualmente de 400V, em escalões de potência controlados por mecanismos de relés varimétricos, com protecção adequada e filtragem de harmónicas quando necessário.

Foram realizados estudos e avaliações das condições técnicas existentes e foram produzidos documentos técnicos e especificações para cada uma das instalações seleccionadas. Os consumidores participaram em 30% dos custos de investimento em equipamento.

- IBD\_TC2 – Freecooling como complemento de sistemas de climatização

Esta medida tangível destinou-se ao sector de comércio e serviços, mais especificamente pólos técnicos de informática e telecomunicações, e efectuou 50 instalações de sistemas de freecooling, sendo que se entende por participante cada pólo técnico.

Estes sistemas funcionam como um complemento dos sistemas de refrigeração do tipo ciclo frigorífico, através da utilização do potencial de arrefecimento do ar exterior, podendo-se atingir uma redução do consumo eléctrico de cerca de 50%, num regime de funcionamento contínuo.

O PPEC 2008 aprovou a implementação de 6 medidas tangíveis no residencial, que se listam de seguida.

- EDA\_TR1 – 100% iluminação eficiente na Região Autónoma dos Açores

Esta medida tangível destinou-se ao sector residencial do Arquipélago dos Açores e visou a promoção da eficiência na iluminação residencial. Para tal, o promotor distribuiu 150 000 vales de desconto (1,5 €) para a aquisição de lâmpadas fluorescentes compactas. Estes vales foram atribuídos por troca com lâmpadas incandescentes.

- EDPC\_TR1 – Lâmpadas fluorescentes compactas

A EDP Comercial distribuiu directamente aos consumidores do sector residencial 200 000 lâmpadas fluorescentes compactas (LFC), através do contacto directo. Uma equipa do promotor percorreu o país de Norte a Sul, durante aproximadamente dois meses, entregando pessoalmente em casa dos clientes, uma lâmpada fluorescente compacta. Previamente, os consumidores receberam um aviso da visita através de um drop mail que incluía um pequeno questionário sobre eficiência energética. O consumidor entregava o questionário preenchido ao elemento da equipa que efectua a entrega da LFC em casa do consumidor.

A distribuição das lâmpadas, por parte da equipa do promotor, foi efectuada de forma proporcional à distribuição da população por distrito.

A campanha foi complementada com a distribuição de 75 000 lâmpadas em centros comerciais e de 25 000 em lojas EDP (para clientes que façam novos contratos).

- EDPC\_TR4 – Promoção de arcas frigoríficas eficientes

A EDP Comercial ofereceu um vale de 40 € a 12 000 clientes domésticos por cada arca frigorífica menos eficiente que tenham em sua casa. Para aceder a esta oferta os clientes adquiriam nas cadeias de distribuição seleccionadas uma arca frigorífica de classe de eficiência A+ ou A++. As cadeias de distribuição seleccionadas fizeram a entrega do equipamento eficiente na casa do cliente e recolheram o

equipamento antigo. O vale de 40 € era descontado ao cliente no acto da compra do novo equipamento, tendo o cliente que preencher um questionário para poder receber o vale.

Os consumidores alvo desta medida foram os consumidores domésticos que iam substituir uma arca frigorífica pré-existente.

A EDP Comercial associou-se à cadeia de distribuição WORTEN, com relevância e capilaridade no território nacional para garantir a não discriminação territorial da medida.

- EDPC\_TR6 – Réguas para controlar os consumos standby de equipamentos

A EDP Comercial ofereceu aos consumidores réguas de 6 tomadas com interruptor (power strips), com objectivo de reduzir os consumos de electricidade em standby associados à grande maioria das cargas domésticas. Os clientes beneficiários eram todos aqueles que adquirirem um televisor, uma aparelhagem ou um leitor de DVD no período definido para a campanha. O consumidor obtinha a sua régua nos balcões de saída das lojas, mediante a apresentação do talão de compra do seu equipamento. A entrega da régua era acompanhada de um folheto com informação relativa aos consumos em standby dos principais equipamentos disponíveis numa habitação doméstica. Para obter a sua régua, o consumidor tinha ainda que preencher um questionário.

Os consumidores alvo desta medida foram consumidores do sector residencial. A acção foi ainda complementada com a oferta de réguas nas lojas EDP aos clientes que efectuem novos contratos. Foram distribuídas 100 000 réguas.

- EDPSU\_TR1 – Iluminação Eficiente em Bairros Históricos

Esta medida, a decorrer em 2008 e 2009, promove a oferta de 100 000 lâmpadas fluorescentes compactas, em habitações localizadas em 20 bairros históricos, que foram seleccionados de acordo com a maior população e o menor poder de compra, de forma a assegurar representatividade nacional.

A iniciativa foi comunicada através dos meios de comunicação disponíveis nas juntas de freguesia, nomeadamente jornais, folhetos informativos e cartazes. São oferecidas, através de uma carrinha, 4 lâmpadas por agregado familiar, tendo o consumidor que apresentar um comprovativo de residência e preencher um questionário de caracterização do tipo de equipamento no lar. É ainda entregue ao consumidor um guia de eficiência energética.

- EDPSU\_TR2 – Iluminação Eficiente em Bairros Sociais

Esta medida é idêntica à anterior mas visa 40 bairros sociais, seleccionados de acordo com o menor poder de compra, e o número de lâmpadas é de 300 000.

### 3. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL DO PPEC 2007 E DO PPEC 2008, EM OUTUBRO DE 2009

Os quadros seguintes detalham os valores previstos no PPEC, e o incentivo já concedido, por cada medida de cada promotor, para três casos distintos: implementação do PPEC 2007 em 2007, implementação do PPEC 2007 em 2008 e implementação do PPEC 2008 em 2008.

Na primeira coluna do Quadro 7-15 apresentam-se os valores orçamentados das medidas seleccionadas no concurso do PPEC 2007. Algumas destas medidas são plurianuais apresentando prazos de implementação de dois ou três anos. Na segunda coluna apresentam-se os valores orçamentados relativos à implementação das medidas em 2007.

**Quadro 7-15 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2007**

	Unidade:EUR				
	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2007-2009	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2007	Incentivo PPEC 07 concedido em 2008	Incentivo PPEC 07 concedido em 2009	Grau de execução
<b>Unión Fenosa</b>	<b>564 177</b>	<b>430 300</b>	<b>372 217</b>	<b>0</b>	<b>87%</b>
UF_I2 - Construção do índice doméstico UF em Portugal	52 891	25 000	24 960	0	100%
UF_I3 - Campanha do índice doméstico UF em Portugal	67 188	30 000	29 941	0	100%
UF_I5 - Simuladores energéticos on-line	45 800	45 800	45 734	0	100%
UF_I6 - Índice de eficiência energética para a indústria	145 798	77 000	77 000	0	100%
UF_I7 - E-Prediagnóstico energético	97 500	97 500	39 990	0	41%
UF_I9 - Compensação de energia reactiva	23 000	23 000	22 940	0	100%
UF_I10 - Realização de auditorias energéticas	132 000	132 000	131 652	0	100%
<b>EDP Comercial</b>	<b>4 601 294</b>	<b>4 450 746</b>	<b>1 470 354</b>	<b>2 644 105</b>	<b>92%</b>
EDPC_I2 - Ecery Bus - Autocarro temático	492 898	342 350	271 723	60 853	97%
EDPC_I10 - Divulgação e promoção da utilização eficiente de energia eléctrica	21 000	21 000	17 492	2 439	95%
EDPC_TI1 - Correção do factor de potência nos sectores da indústria e agricultura	1 013 260	1 013 260	2 159	928 215	92%
EDPC_TI2 - Variadores electrónicos de velocidade na Indústria	1 468 054	1 468 054	1 685	1 417 681	97%
EDPC_TR1 - Lâmpadas fluorescentes compactas	1 366 509	1 366 509	1 177 296	8 414	87%
EDPC_TR2 - Promoção de frigoríficos eficientes no sector doméstico	239 573	239 573	0	226 502	95%
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3 845 439</b>	<b>3 668 743</b>	<b>390 094</b>	<b>3 212 249</b>	<b>98%</b>
EDPD_I1 - O ambiente é de todos	460 000	460 000	248 950	211 050	100%
EDPD_I2 - TopTen	100 304	52 180	16 827	30 453	91%
EDPD_I3 - Ecofamilias	350 408	350 408	122 303	218 104	97%
EDPD_I6 - Concurso ideias luminosas na área da eficiência energética	263 571	135 000	0	87 755	65%
EDPD_TI1 - Correção do factor de potência no sector da indústria	555 767	555 767	1 216	550 296	99%
EDPD_TC3 - Balastros electrónicos e lâmpadas eficientes	2 115 389	2 115 389	799	2 114 590	100%
<b>Endesa</b>	<b>1 222 232</b>	<b>1 150 003</b>	<b>302 868</b>	<b>769 952</b>	<b>93%</b>
END_I1 - E2Trade - Sistema voluntário de transacção de licenças de consumo de electricidade	210 450	138 221	69 400	68 420	100%
END_TC1 - Substituição de balastros ferromagnéticos por electrónicos	305 742	305 742	0	249 928	82%
END_TR2 - Substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas	706 040	706 040	233 468	451 604	97%
<b>EDA</b>	<b>41 213</b>	<b>41 213</b>	<b>40 525</b>	<b>0</b>	<b>98%</b>
EDA_I1 - Racionalização de consumos em aplicações de frio industrial	41 213	41 213	40 525	0	98%
<b>EEM</b>	<b>491 778</b>	<b>227 698</b>	<b>23 352</b>	<b>98 032</b>	<b>53%</b>
EEM_TC1 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	113 849	11 676	28 729	35%
EEM_TR2 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	113 849	11 676	69 303	71%
<b>ISQ</b>	<b>16 492</b>	<b>16 492</b>	<b>0</b>	<b>13 501</b>	<b>82%</b>
ISQ_I5 - Formação em sistemas de iluminação, integração e eficiência energética	16 492	16 492	0	13 501	82%
<b>TOTAL</b>	<b>10 782 625</b>	<b>9 985 194</b>	<b>2 599 411</b>	<b>6 737 839</b>	<b>94%</b>

As medidas aprovadas para a implementação do PPEC 2007 em 2007 foram executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto. O remanescente para os 10 milhões de euros (dotação orçamental do PPEC 2007, para o ano de 2007) totaliza 647 944 euros.

Devido ao diferimento de 3 meses introduzido na implementação do PPEC 2007, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efectuados em 2008 prolongando-se para 2009, não tendo sido efectuado qualquer pagamento em 2007. Assim, devolveram-se, nas tarifas de 2009, 477 239 euros de

juros relativos aos pagamentos não efectuados em 2007. Uma vez que os pagamentos não foram todos efectuados em 2008, é também necessário devolver aos consumidores 316 978 euros relativos a juros<sup>40</sup> sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2008 para efectuar pagamentos em 2009 (6 162 087 euros).

Em 2009 verificou-se que a execução orçamental do PPEC 2007 em 2007 tinha sido superior ao estimado para efeitos das tarifas do ano passado (1 238 503 euros) pelo que é necessário devolver à entidade concessionária da RNT o valor de 575 752 euros.

No Quadro 7-16 detalham-se as medidas do PPEC 2007 com implementação plurianual, apresentando-se os valores orçamentados para 2008 na segunda coluna.

### Quadro 7-16 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2008

	Unidade:EUR			
	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2007-2009	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2008	Incentivo PPEC 07 concedido em 2009	Grau de execução
<b>Unión Fenosa</b>	<b>265 877</b>	<b>72 000</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
UF_I2 - Construção do índice doméstico UF em Portugal	52 891	15 000	0	0%
UF_I3 - Campanha do índice doméstico UF em Portugal	67 188	20 000	0	0%
UF_I6 - Índice de eficiência energética para a indústria	145 798	37 000	0	0%
<b>EDP Comercial</b>	<b>492 898</b>	<b>158 075</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
EDPC_I2 - Ecery Bus - Autocarro temático	492 898	158 075	0	0%
<b>EDP Distribuição</b>	<b>363 875</b>	<b>185 530</b>	<b>94 406</b>	<b>51%</b>
EDPD_I2 - TopTen	100 304	50 530	24 770	49%
EDPD_I6 - Concurso ideias luminosas na área da eficiência energética	263 571	135 000	69 636	52%
<b>Endesa</b>	<b>210 450</b>	<b>75 841</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
END_I1 - E2Trade - Sistema voluntário de transacção de licenças de consumo de electricidade	210 450	75 841	0	0%
<b>EEM</b>	<b>491 778</b>	<b>272 802</b>	<b>281 426</b>	<b>103%</b>
EEM_TC1 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	136 401	164 385	121%
EEM_TR2 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	136 401	117 040	86%
<b>TOTAL</b>	<b>1 824 878</b>	<b>764 248</b>	<b>375 832</b>	<b>49%</b>

No que diz respeito às medidas do PPEC 2007, com implementação plurianual, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efectuados em 2009. Assim é necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica 39 313 euros relativos a juros de pagamentos não efectuados em 2008 (764 248 euros).

O incentivo concedido em 2009 é um valor provisório relativo às ordens de pagamento já emitidas, sendo de esperar uma execução superior.

No Quadro 7-17 detalham-se as medidas do PPEC 2008 com implementação plurianual, apresentando-se os valores orçamentados para 2008 na segunda coluna.

<sup>40</sup> A taxa de juro utilizada é de 5,144%, calculada de acordo com a taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2008, + 0,5 pp.

## Quadro 7-17 - Execução orçamental do PPEC 2008 com implementação em 2008

	Unidade:EUR			
	Previsto PPEC 08 c/ implementação em 2008-2010	Previsto PPEC 08 c/ implementação em 2008	Incentivo PPEC 08 concedido em 2008 e 2009	Grau de execução
<b>ADENE</b>	<b>245 333</b>	<b>242 476</b>	<b>162 353</b>	<b>67%</b>
ADENE_TI1 GEO-INDÚSTRIA - Substituição de sistemas de ar condicionado por sistemas geotérmicos	62 033	59 176	0	0%
ADENE_TI2 Variadores electrónicos de velocidade	183 300	183 300	162 353	89%
<b>ARENA</b>	<b>72 000</b>	<b>72 000</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
ARENA_TI1 Sistemas de transmissão eficientes	72 000	72 000	0	0%
<b>DECO</b>	<b>248 475</b>	<b>248 475</b>	<b>248 475</b>	<b>100%</b>
DECO_I1 Campanha de Informação ao Consumidor - Poupar energia eléctrica	248 475	248 475	248 475	100%
<b>EDA</b>	<b>309 276</b>	<b>309 276</b>	<b>53 873</b>	<b>0</b>
EDA_TR1 Iluminação 100% eficiente na Região Autónoma dos Açores	309 276	309 276	53 873	17%
<b>ENDESA</b>	<b>1 794 472</b>	<b>1 794 472</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
END_TI1 Correção do factor de potência no sector da indústria e agricultura	364 732	364 732	0	0%
END_TC2 Substituição de iluminação convencional por iluminação LED	958 824	958 824	0	0%
END_TC3 Correção do factor de potência no sector do comércio e serviços	470 916	470 916	0	0%
<b>EDP Comercial</b>	<b>3 643 824</b>	<b>2 704 120</b>	<b>383 664</b>	<b>14%</b>
EDPC_I5 Optimização da utilização da eficiência energética em força motriz	184 150	184 150	0	0%
EDPC_TI2 Variadores electrónicos de velocidade (VEV's) na indústria	1 936 394	996 690	0	0%
EDPC_TC5 Lâmpadas fluorescentes compactas	72 000	72 000	0	0%
EDPC_TR1 Lâmpadas fluorescentes compactas	870 000	870 000	383 664	44%
EDPC_TR4 Promoção de arcas frigoríficas eficientes	326 280	326 280	0	0%
EDPC_TR6 Power Strips	255 000	255 000	0	0%
<b>EDP Distribuição</b>	<b>1 602 218</b>	<b>1 389 457</b>	<b>108 952</b>	<b>8%</b>
EDPD_I1 O ambiente é de todos - online	519 160	306 399	108 952	36%
EDPD_TI3 Variadores Electrónicos de Velocidade no sector indústria e agricultura	1 083 058	1 083 058	0	0%
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>1 532 360</b>	<b>797 550</b>	<b>43 790</b>	<b>5%</b>
EDPSU_TI2 Correção do factor de potência	518 211	265 425	0	0%
EDPSU_TR1 Iluminação eficiente em bairros históricos	282 821	149 250	18 110	12%
EDPSU_TR2 Iluminação eficiente em bairros sociais	731 327	382 875	25 680	7%
<b>ENERGAIA</b>	<b>21 612</b>	<b>21 612</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
ENG_I1 Seminários de divulgação de Gestão de Iluminação Pública	21 612	21 612	0	0%
<b>IBERDROLA</b>	<b>1 108 737</b>	<b>1 108 737</b>	<b>854 180</b>	<b>77%</b>
IBD_I4 Acompanhamento energético	195 000	195 000	174 020	89%
IBD_TI2 Controlo da limpeza de filtros de mangas por diferencial de pressão	13 791	13 791	0	0%
IBD_TC2 Freecooling como complemento de sistemas de climatização	899 946	899 946	680 159,50	76%
<b>IDMEC</b>	<b>313 059</b>	<b>155 245</b>	<b>128 933</b>	<b>83%</b>
IDMEC_I1 TV ENERGIA	313 059	155 245	128 933	83%
<b>Unión Fenosa</b>	<b>971 139</b>	<b>403 748</b>	<b>397 653</b>	<b>98%</b>
UF_I2 Ferramenta de auto-diagnóstico para o sector HORECA	238 869	83 538	83 558	100%
UF_I5 Realização de Auditorias Energéticas e Formação em Gestão de Energia Eléctrica	308 816	108 000	100 515	93%
UF_I7 Guia de Boas Práticas no Lar para Deficientes Visuais	64 997	43 312	43 312	100%
UF_I8 Jogo de Eficiência Energética ENERFIXE e Concurso nas Escolas	358 457	168 898	170 268	101%
<b>TOTAL</b>	<b>11 862 505</b>	<b>9 247 167</b>	<b>2 381 872</b>	<b>26%</b>

No que diz respeito ao PPEC 2008, refira-se que se verificaram duas desistências relativamente às medidas da ARENA e da ENERGAIA, pelo que se verifica um montante sobranter de 93 612 euros.

Em 2008 foram efectuados pagamentos aos promotores no valor de 1 013 157 euros, relativos ao PPEC 2008. É necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica 418 155 euros relativos a juros do valor que no final de 2008 a REN detinha para efectuar pagamentos em 2009 (8 222 595 euros).

O incentivo concedido em 2009 é um valor provisório relativo às ordens de pagamento já emitidas, sendo de esperar uma execução superior.

Para determinar o ajustamento relativo a t-2, há que considerar o acima exposto para cada uma das três implementações analisadas, conforme se sumariza no quadro seguinte.

**Quadro 7-18 - Quadro resumo ajustamento 2008**

	PPEC 2007 em 2007	PPEC 2007 em 2008	PPEC 2008 em 2008*	Total
Valor não executado	-575 752	-	93 612	-482 140
Juros sobre pagamentos não efectuados em 2008	316 978	39 313	418 155	774 446

\* O valor não executado em 2008 é previsto.

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a 2008 corresponde aos juros no valor de 774 446 euros diminuídos do valor a devolver à entidade concessionária da RNT, 482 140 euros. De referir que o valor dos juros já se encontra actualizado para 2010.