

**AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A
REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2011**

Dezembro 2010

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
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 NO CONTINENTE.....	3
2.1	Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	3
2.1.1	Ajustamento em 2009 do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	4
2.1.2	MECANISMO DE OPTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA E DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO2 EM 2009.....	10
2.2	Gestão Global do Sistema	12
2.2.1	Custos de gestão do sistema.....	14
2.2.2	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	16
2.3	Transporte de Energia Eléctrica.....	20
2.3.1	Custos operacionais de exploração	21
2.3.2	Valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência	22
2.3.3	Incentivo à manutenção do equipamento em fim de vida útil	23
2.3.4	Custos com compensação entre operadores da rede de transporte.....	24
2.3.5	Custos ocorridos no âmbito da monitorização do Regulamento tarifário	24
2.3.6	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	25
2.3.7	Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de transporte de Electricidade	25
2.4	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	26
2.5	Distribuição de Energia Eléctrica	28
2.5.1	Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição	31
2.5.2	Nível de perdas nas redes de distribuição	31
2.5.3	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	34
2.5.4	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	36
2.6	Comercialização	37
2.7	Compra e Venda de Energia Eléctrica.....	39
2.8	Proveitos a proporcionar por actividade no Continente	45
3	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	47
3.1	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	48
3.1.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao Sistema Independente dos Açores	49
3.1.2	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	50
3.1.3	Custos anuais de exploração	51
3.1.4	Custo com os combustíveis	52
3.1.4.1	Licenças de CO ₂	54
3.1.4.2	Restantes custos de exploração.....	55
3.1.5	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	55
3.1.6	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	55

3.2	Distribuição de Energia Eléctrica	57
3.2.1	Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição	59
3.2.2	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	61
3.3	Comercialização de Energia Eléctrica	62
3.4	Proveitos a proporcionar por actividade na Região Autónoma dos Açores.....	64
4	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA..	67
4.1	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	67
4.1.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	70
4.1.2	Custos com aquisição de energia eléctrica.....	72
4.1.2.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SPM.....	72
4.1.2.2	Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIM	73
4.1.3	Custos com os combustíveis.....	74
4.1.4	Licenças de CO ₂	75
4.1.5	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	75
4.1.6	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	77
4.2	Distribuição de Energia Eléctrica	78
4.2.1	Energia entregue pela rede de distribuição	80
4.2.2	Parametrização dos contadores.....	82
4.2.3	Outros custos	82
4.2.4	Custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental	83
4.3	Comercialização de Energia Eléctrica	84
4.3.1	Número médio de clientes.....	85
4.3.2	Outros custos aceites.....	86
4.4	Proveitos a proporcionar por actividade na Região Autónoma da Madeira.....	87
5	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010, NO CONTINENTE.....	89
5.1	Compra e Venda de Energia Eléctrica.....	89
5.2	Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	89
5.2.1	Análise do sobrecusto	90
5.2.2	Mecanismos de gestão dos CAE	93
5.2.3	Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso.....	93
6	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	99
6.1	Balanço de energia eléctrica no Continente	99
6.2	Balanço de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores	100
6.3	Balanço de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira	102
7	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS	105
7.1	REN <i>Trading</i>	105
7.2	REN	108
7.3	EDP Distribuição	111
7.4	EDP Serviço Universal, SA.....	114

7.5	EDA.....	117
7.6	EEM.....	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Evolução do preço médio de mercado no pólo português	7
Figura 2-2 – Mark-up em 2009	8
Figura 2-3– Comparação entre a margem operacional e custo unitário de entrar em <i>take or pay</i>	9
Figura 2-4 - Compensação entre TSO	24
Figura 2-5 – Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respectivos valores dos parâmetros para 2009-2011	26
Figura 2-6 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição	32
Figura 2-7 - Evolução das perdas verificadas na rede de distribuição, no seu referencial da saída, e perdas de referência para o período regulatório de 2009-2011	33
Figura 2-8 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição	33
Figura 2-9- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2009	36
Figura 2-10 – Evolução do preço CIF do carvão API # 2 ARA	41
Figura 2-11 – Evolução do preço petróleo Brent	42
Figura 4-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS	70
Figura 3-1 – Evolução do preço médio ponderado da energia eléctrica em Portugal	92
Figura 3-2 – Quantidades produzidas previstas e ocorridas	92

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade CVEE do Agente Comercial em 2009.....	3
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 variável unitário de produção com CO ₂	6
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 – Proveitos com o mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2009.....	11
Quadro 2-8 - Proveitos com o mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂	11
Quadro 2-9 – Resultados para a REN Trading da aplicação dos mecanismos.....	11
Quadro 2-10 – Efeitos nos proveitos permitidos de 2011	12
Quadro 2-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade GGS em 2009.....	13
Quadro 2-12 - Movimentos no activo líquido a remunerar	14
Quadro 2-13 - Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	15
Quadro 2-14 - Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2008.....	17
Quadro 2-15 – Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2009	18
Quadro 2-16 – Quadro resumo ajustamento PPEC t-2	19
Quadro 2-17 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade TEE em 2009.....	21
Quadro 2-18 – Impacte da aplicação do mecanismo na base de activos em 2009	23
Quadro 2-19 - Custos com a promoção do desempenho ambiental	25
Quadro 2-20 – Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	28
Quadro 2-21 – Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	30
Quadro 2-22 – Energia entregue pelas redes da distribuição.....	31
Quadro 2-23 – Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição	32
Quadro 2-24 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição....	34
Quadro 2-25- Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2009	35
Quadro 2-26 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2009.....	35
Quadro 2-27 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2009 ...	36
Quadro 2-28 – Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização	38
Quadro 2-29 – Número de clientes do CUR	39
Quadro 2-30 – Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE	40
Quadro 2-31 – Preço médio ponderado da energia eléctrica em Portugal.....	41

Quadro 2-32 – Condições de referência para a previsão do preço médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2009.....	42
Quadro 2-33 – Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	43
Quadro 2-34 – Desvio da aditividade tarifária	44
Quadro 2-35 – Proveitos permitidos em 2009 e ajustamento em 2011.....	46
Quadro 3-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	49
Quadro 3-2 - Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIA	50
Quadro 3-3 - Movimentos no activo líquido a remunerar.....	51
Quadro 3-4 - Custos de exploração na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	52
Quadro 3-5 - Custos com combustíveis previstos e verificados	53
Quadro 3-6 - Custos unitários	53
Quadro 3-7 - Produção e consumo específico RAA	54
Quadro 3-8 - Movimentos das licenças de CO ₂	54
Quadro 3-9 - Outros proveitos da AGS.....	55
Quadro 3-10 - Calculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	56
Quadro 3-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	58
Quadro 3-12 - Energia entregue pelas redes da distribuição	59
Quadro 3-13 – Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros	60
Quadro 3-14 – Estrutura dos Proveitos permitidos considerados em Tarifas 2009	60
Quadro 3-15 - Custos aceites do PPDA executado em 2009.....	61
Quadro 3-16 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	63
Quadro 3-17 - Número médio de clientes	64
Quadro 3-18 - Proveitos permitidos em 2009 e ajustamento em 2011, na RAA.....	65
Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	69
Quadro 4-2 - Movimentos no activo líquido a remunerar.....	72
Quadro 4-3 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM.....	73
Quadro 4-4 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM	73
Quadro 4-5 - Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM.....	74
Quadro 4-6 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2009 previstos e verificados	74
Quadro 4-7 - Custos anuais de exploração afectos a AGS	77
Quadro 4-8 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	79
Quadro 4-9 – Energia entregue pelas redes de distribuição.....	80
Quadro 4-10 – Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros	81
Quadro 4-11 – Estrutura dos Proveitos Permitidos em Tarifas 2009	82
Quadro 4-12 - Custos aceites dos PPDA executados em 2009	83

Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	85
Quadro 4-14 – Número médio de clientes	86
Quadro 4-15 - Proveitos permitidos em 2009 e ajustamento em 2011	88
Quadro 3-1 - Cálculo do ajustamento provisório da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, em 2010	90
Quadro 3-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE estimado para 2010.....	91
Quadro 3-3 – Pressupostos considerados.....	93
Quadro 3-1 – Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE	94
Quadro 3-2 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	95
Quadro 3-3 – Aquisições do comercializador de último recurso.....	96
Quadro 3-4 – Cálculo do ajustamento da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica em 2010.....	97
Quadro 4-1 – Consumo referido à emissão	99
Quadro 4-2 – Balanço de energia eléctrica da EDP Distribuição	100
Quadro 6-3 - Balanço de energia eléctrica da EDA	101
Quadro 6-4 - Balanço de energia eléctrica da EEM.....	103
Quadro 7-1 - Balanço da REN <i>Trading</i> , S.A. em 2009	106
Quadro 7-2 - Demonstração de Resultados da REN <i>Trading</i> , S.A., em 2009.....	107
Quadro 7-3 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2009.....	109
Quadro 7-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2009.....	110
Quadro 7-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2009.....	111
Quadro 7-6 - Balanço da EDP Distribuição em 2009 (cont)	112
Quadro 7-7 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2009	113
Quadro 7-8 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2009	114
Quadro 7-9 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2009 (cont)	115
Quadro 7-10 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2009	116
Quadro 7-11 - Balanço da EDA em 2009.....	118
Quadro 7-12 - Demonstração de Resultados da EDA em 2009	119
Quadro 7-13 - Balanço da EEM em 2009	121
Quadro 7-14 - Demonstração de Resultados da EEM em 2009.....	122

1 INTRODUÇÃO

Neste documento analisa-se o ano de 2009 de todas as actividades reguladas e para o ano de 2010 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 2011. Relativamente a 2009, 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 2009. Determinam-se e analisam-se e as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada actividade.

No que se refere a 2010, 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 2009 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 2010 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 2009 com os valores previstos pela ERSE em 2008 para tarifas 2009.
- 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 27599/2009, de 24 de Dezembro.

2 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 NO CONTINENTE

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 2011, 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 CO₂, referente a 2009, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respectivo artigo ao sobrecusto CAE real de 2009. Este montante é actualizado para 2011, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2009, acrescida do *spread* de 1,0 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 2010, acrescida de *spread* de 1,25 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 2009 a repercutir nas tarifas de 2011 é de -32 026¹ milhares de euros.

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade CVEE do Agente Comercial em 2009

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2009	Tarifas 2009
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	605 769	790 382
2	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	391 035	665 771
3	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial		1 207
4	Ajustamento t-1	17 457	17 457
5	Ajustamento t-2	19 266	19 266
6	Incentivos CAE e CO ₂ t-2	5 236	
A = 1 - 2 + 3 - 4 - 5 + 6		183 247	89 096
B	Sobrecusto recuperado pela GGS	89 096	
C = (B - A) * 1/2009E * 1/2010E		-98 195	
D	Valores provisórios relativos a 2009 considerados nas tarifas de 2010		-64 852
E = D * 1/2010E			-66 170
$\frac{E}{2009}$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009 + 1,0 pp		2,218%
$\frac{E}{2010}$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 + 1,25 pp		2,032%
F = C - E			-32 026

¹ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

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 considerados 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 CO₂, considerados a título provisório no ajustamento de t-1 e em termos definitivos no ajustamento de t-2.

A análise efectuada no ponto seguinte incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE em 2009, ano t-2.

2.1.1 AJUSTAMENTO EM 2009 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 2-2 compara os valores do sobrecusto do Agente Comercial previsto para 2009 e do sobrecusto ocorrido nesse ano.

O diferencial de custo foi superior ao previsto em 72 %, o que corresponde a mais de 90 milhões de euros.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		2009	2009	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1)
		Tarifas	Verificado		%
		(1)	(2)		
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	141 038	123 778	-17 260	-12%
(1b)	Turbogás	119 586	108 083	-11 503	-10%
(1)=(1a)+(1b)	Total	260 624	231 861	-28 763	-11%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	161 400	105 651	-55 749	-35%
(2b)	Turbogás	322 508	236 163	-86 345	-27%
(2)=(2a)+(2b)	Total	483 908	341 814	-142 094	-29%
Licenças de CO2					
(3a)	Tejo Energia	27 420	1 052	-26 368	-96%
(3b)	Turbogás	18 430	6 944	-11 486	-62%
(3c)	SWAP ⁽¹⁾		-3 657	-3 657	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	Total	45 850	4 340	-41 510	-91%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	289 889	145 910	-143 979	-50%
(4b)	Turbogás	375 882	225 767	-150 115	-40%
(4)=(4a)+(4b)	Total	665 771	371 676	-294 095	-44%
Receitas com reserva e regulação 3ª					
(5a)	Tejo Energia	0	-6 700	-6 700	-
(5b)	Turbogás	0	-1 695	-1 695	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	0	-8 396	-8 396	-
Saldo VPP					
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	0	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	39 969	91 271	51 302	128%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	84 642	127 119	42 477	50%
(7c)=(3c)	SWAP		-3 657	-3 657	-
(7)=(7a)+(7b)+(7c)	Total	124 611	214 734	90 123	72%

Nota: (1) corresponde a informação contabilística retirada dos relatórios e contas.

A importante diferença entre o verificado e o previsto decorre das receitas em 2009 terem sido muito inferiores às previsões para esse ano: a volta de 44%, se não forem considerados os serviços de sistema, e cerca de 45%, se forem considerados. Em termos absolutos, e considerando os serviços de sistema, este diferencial corresponde a mais de 300 milhões de euros.

A diferença entre as receitas previstas e ocorridas não foi anulada pela diferença em sentido oposto nos custos. Assim, os custos foram inferiores ao previsto em mais de 212 milhões de euros, para o que contribuiu principalmente a redução dos custos de energia, menos 142 milhões de euros face ao previsto, e dos custos com licenças de CO₂, menos 41 milhões de euros, - 91%, em termos relativos.

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 eléctrica produzida pelas centrais com CAE em 2009 foi inferior ao previsto em 20,1%, isto é, 1 975 GWh. Esta diferença, que reflecte a tendência iniciada no passado de diminuição da produção das centrais com CAE, foi mais acentuada na central da Tejo Energia, -30%, do que na central da Turbogás, -12%.

Quadro 2-3 – Produção prevista e verificada

Unidade: GWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2009 (1)	Verificado 2009 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	4 410	3 089	-30,0%
Turbogás	5 430	4 777	-12,0%
Total	9 840	7 865	-20,1%

Como se viu, o menor valor da produção das centrais com CAE face ao previsto teve um maior impacto no valor absoluto das receitas do que nos valores absolutos dos custos variáveis, encargos de energia e custos com licenças de CO₂.

Este facto ocorreu apesar dos custos variáveis unitários de produção serem igualmente inferiores ao previsto.

Quadro 2-4 – Custo variável unitário de produção com CO₂

Unidade: €/MWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2009 (1)	Verificado 2009 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	42,8	34,5	-19,3%
Turbogás	62,8	50,9	-19,0%

O Quadro 2-5 mostra que o desvio no sobrecusto do CAE de 2009 deveu-se principalmente ao preço médio de venda de energia eléctrica ter sido substancialmente inferior ao previsto.

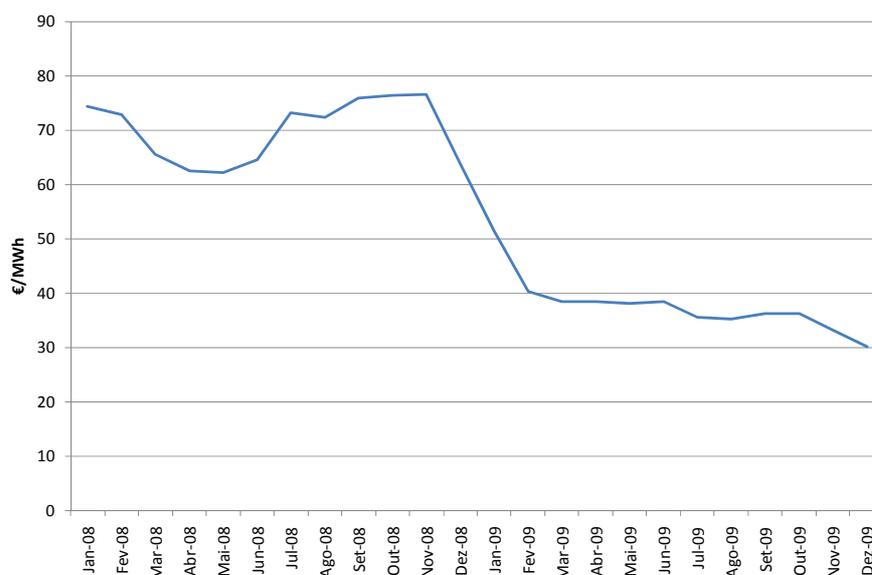
Quadro 2-5 – Preço médio de venda da energia eléctrica

Unidade: €/MWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2009 (1)	Verificado 2009 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	65,7	45,1	-31,4%
Turbogás	69,2	46,9	-32,2%

Esse desvio reflecte a tendência de diminuição do preço médio de venda de energia eléctrica no mercado *spot* da OMEL em 2009, iniciada no último trimestre de 2008, tendo o mesmo permanecido abaixo de 40 €/MWh desde Fevereiro de 2009, até ao final do ano.

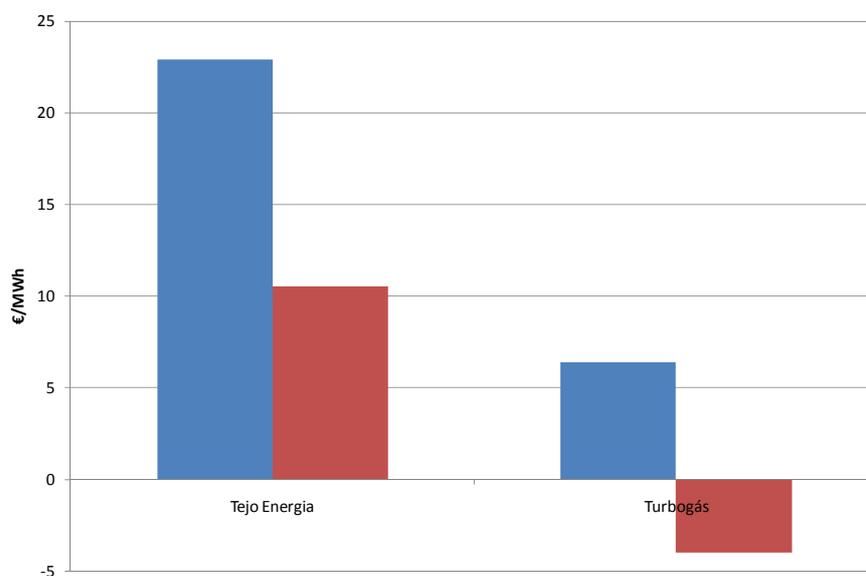
Figura 2-1 – Evolução do preço médio de mercado no pólo português



Fonte: OMEL

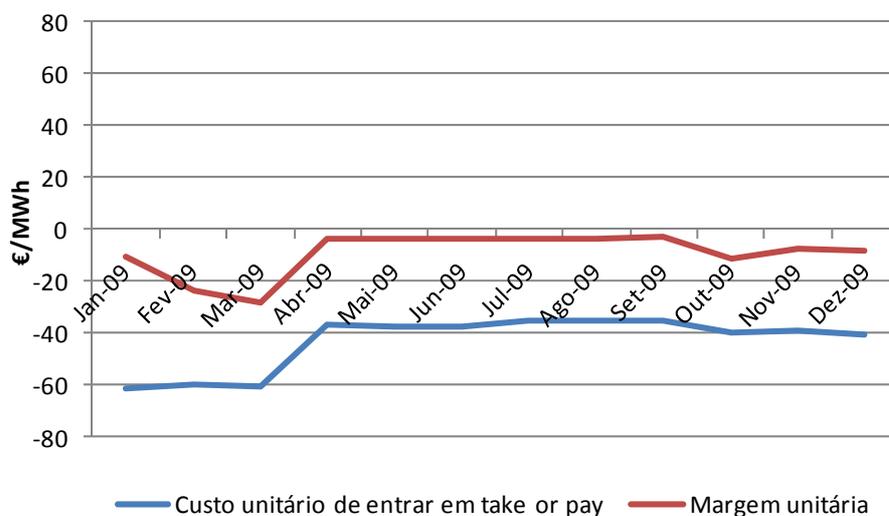
A diminuição das receitas unitárias foi superior à diminuição dos custos unitários o que conduziu a um desvio favorável dos *mark-up*, tanto no caso da Turbogás, como no caso da Tejo Energia, como mostra a figura que se segue.

Figura 2-2 – Mark-up em 2009



Fonte: ERSE, com base em dados REN

No caso da Turbogás, observa-se que o *mark-up* foi negativo em 2009. A gestão, aparentemente “anti-económica”, da central da Turbogás está condicionada pelas imposições do Acordo de Gestão de Consumo de gás natural (AGC), que enquadra a aquisição do gás natural para consumo nessa central. O AGC obriga a um consumo mínimo de gás natural em termos anuais. Caso o gás natural contratualizado não seja consumido, este deverá ser pago. Por este motivo, e como mostra a figura seguinte, o custo associado ao não consumo da quantidade anual contratual mínima seria em 2009 bastante superior ao valor da margem operacional negativa (incluindo os serviços de sistema), verificada nesse ano.

Figura 2-3– Comparação entre a margem operacional e custo unitário de entrar em *take or pay*

Fonte: ERSE com dados REN

ENCARGO DE POTÊNCIA

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, designadamente a taxa de inflação e as taxas de juro de curto prazo, são inferiores ao implícito nas previsões efectuadas para 2009. Esta diferença reflectiu-se no facto do encargo de potência ter sido inferior ao previsto em cerca de 11%, o que corresponde a cerca de 28,8 milhões de euros.

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

	Implícito no sobrecusto previsto para 2009	Verificado 2009
Taxa de inflação	2,4%	0,1%
Euribor 3 meses	4,2%	1,2%

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 CO₂ EM 2009

O Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de Abril de 2008 define dois mecanismos aplicáveis ao Agente Comercial, REN Trading: 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 CO₂.

O mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia, I_{CVEE}, 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.

O mecanismo I_{CVEE} é composto pelos seguintes incentivos:

- I₁, incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás no mercado diário;
- I₂, incentivo à eficiente contratação do gás natural consumido na central da Turbogás;
- I₃, incentivo à optimização da produção da central da Tejo Energia.

Os incentivos I₁ e I₃ não poderão proporcionar resultados superiores a 1 milhão de euros cada.

O mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, composto por:

- I_{CO₂}, incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO₂.
- SWAP/2, ganhos partilhados resultantes de operações *swap* no instante da troca.

O Quadro 2-7 apresenta os resultados da aplicação dos três incentivos do mecanismo I_{CVEE}. O incentivo I₂ está subdividido em duas parcelas I_{2_2008} e I_{2_2009}, que correspondem aos efeitos da renegociação do Acordo de Gestão de Consumo (AGC) com a Galp – Gás Natural, SA, ocorrida em 2010. Esta renegociação permitiu diminuir retroactivamente os custos de aquisição de gás natural em 5,5 milhões de euros em 2008 e em 2009, num total de 11 milhões de euros. Por conseguinte, os montantes a receber através do incentivo I₂ juntam os ganhos apurados com a sua aplicação em 2008 e em 2009, a recuperar nos proveitos definidos para as tarifas de 2011. Face ao acima exposto, no ano anterior não foi possível efectuar o cálculo deste incentivo. O incentivo I₂ no ano de 2008 foi cerca de 0,66 milhões de euros, enquanto em 2009 foi nulo.

Quadro 2-7 – Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2009

Unid: EUR				
I ₁ (1)	I _{2_2008} (2)	I _{2_2009} (3)	I ₃ (4)	Total I _{CVVEE} (5)=(1)+(2)+(3)+(4)
1 000 000	659 074	0	642 232	2 301 306

A REN Trading alcançou o valor máximo permitido pelo incentivo I₁. Ao contrário do ano anterior, a REN Trading não alcançou o valor máximo do incentivo I₃ fruto da menor produção da central da Tejo Energia.

O Quadro 2-8 apresenta os proveitos da REN Trading resultantes da aplicação do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂.

Quadro 2-8 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂

Unid: EUR		
ICO ₂ (1)	SWAP/2 (2)	Total (3)=(2)+(1)
1 285 659	1 648 961	2 934 620

Pelo definido no Despacho n.º 11210/2008, a soma dos resultados proporcionados pelos incentivos constantes do mecanismo I_{CVVEE} com os resultados proporcionados pelo incentivo I_{CO2} não pode ultrapassar 5,72 milhões de euros. Como se observa no quadro que se segue, este limite não foi ultrapassado.

A REN Trading consegue atingir resultados de cerca de 5,24 milhões de euros com a aplicação dos mecanismos, devido à incorporação dos ganhos com as operações de SWAP não sujeitos a esta limitação.

Quadro 2-9 – Resultados para a REN Trading da aplicação dos mecanismos

I _{CVVEE}			Unid: EUR			
I ₁ (1)	I ₂ =I _{2_2008} +I _{2_2009} (2)	I ₃ (3)	ICO ₂ (4)	Total sujeito a limite (5)=[(1)+(2)+(3)+(4)]<=5,72 M €	SWAP/2 (6)	Total (7)=(6)+(5)
1 000 000	659 074	642 232	1 285 659	3 586 965	1 648 961	5 235 926

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 é deduzida aos proveitos permitidos da REN Trading definidos para 2011, de

modo a permitir que os consumidores beneficiem de 50% dos ganhos com SWAP, como estabelece o Despacho n.º 11210/2008.

Recorde-se que os resultados dos mecanismos são reflectidos nos proveitos permitidos, através das parcelas de ajustamentos relativas aos anos anteriores. O quadro seguinte apresenta o efeito da aplicação dos mecanismos nos proveitos permitidos de 2011, ainda sem a aplicação da taxa de juro.

Quadro 2-10 – Efeitos nos proveitos permitidos de 2011

Unid: EUR		
I _{CVEE} + I _{CO₂}	SWAP/2	Efeito nos proveitos permitidos 2011
(1)	(2)	(3)=(1)-(2)
3 586 965	1 648 961	1 938 004

2.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

De acordo com os artigos 73.º e 74.º do Regulamento Tarifário, os proveitos a proporcionar em 2011 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2009 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 dos respectivos artigos aos valores verificados em 2009.

O Quadro 2-11 compara os valores verificados em 2009 (“2009”), com os previstos em 2008 para o cálculo das tarifas de 2009 (“Tarifas 2009”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2011 resulta da diferença entre os proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema fixada para 2009, 315 640 milhares de euros, e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais, 319 921 milhares de euros. Este montante é actualizado para 2011, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2009, acrescida do *spread* de 1,0 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 2010, acrescida do *spread* no ano de 2010, de 1,25 pontos percentuais. Este montante é corrigido do valor previsto considerado em Tarifas 2010 do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas de 6 064 milhares de euros actualizado para 2011 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 2010, acrescida do *spread* no ano de 2010, de 1,25 pontos percentuais.

O ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema em 2009 a repercutir nas tarifas de 2011 é de 1 722² milhares de euros.

² Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a pagar pela empresa.

Quadro 2-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade GGS em 2009

		2009	Tarifas 2009	Diferença 2009-Tarifas 2009	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
A	Custos de gestão do sistema	90 758	104 364	-13 606	-13,0%
a	$\dot{A}m_{GS,t}$	7 679	8 089	-410	-5,1%
b	$\dot{A}ct_{GS,t}$	47 301	50 617	-3 316	-6,6%
c	$f_{GS,t}$	7,55	7,55	0	0,0%
d	$CE_{GS,t}$	16 310	14 214	2 096	14,7%
e	$Int_{GS,t}$	59 005	74 047	-15 042	-20,3%
g	$\Delta R^T_{GS,t-2}$	-4 192	-4 192	0	0,0%
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	229 163	229 761	-598	-4%
h	$RA_{RA,t}$	47 342	47 342	0	0,0%
i	$RA_{MA,t}$	38 686	38 686	0	0,0%
j	$\Delta RA^T_{RA,t-1}$	-5 887	-5 887	0	0,0%
k	$R^{MC}_{OVEE,t}$	89 096	89 096	0	0,0%
l	$TER_{PUB,t} = TER_{PUB(DH),t} + TER_{PUB(H),t}$	24 873	24 874	0	0,0%
	$TER_{PUB(DH),t} = Am^T_{PUB(DH),t} + Act^T_{PUB(DH),t}$	24 151	24 151	0	0,0%
	$Act^T_{PUB(DH),t} = \frac{p^T_{PUB(DH),t}}{Am^T_{PUB(DH),t}}$	2,90	2,90	0	0,0%
	$Am^T_{PUB(DH),t}$	14 097	14 097	0	0,0%
	$Act^T_{PUB(DH),t}$	346 690	346 691	0	0,0%
	$TER_{PUB(H),t} = Am^T_{PUB(H),t}$	722	723	0	-0,1%
	$Am^T_{PUB(H),t}$	722	723	0	0,0%
n	$REC_{GS,t}$	6 370	6 370	0	0,0%
o	$AdC_{PUB,t}$	369	369	0	0,0%
p	$CGPPDAPol,t$	10	101	-91	-90,0%
q	$\dot{O}C_{PUB,t}$	1 426	1 426	0	0,0%
r	$ECPol,t$	11 605	12 112	-507	-4,2%
s	$\Delta R^T_{Pol,t-2}$	-3 499	-3 499	0	0,0%
C = A + B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	319 921	334 125	-14 204	-4,3%
D	Proveitos facturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	315 640			
E = D - C	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	-4 281			
F = E x (1+J) x (1+J)	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos actualizados para 2011	-4 464			
t	Valor previsto, em 2009, do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em 2010	-6 064			
G = t x (1+J)	Valores provisórios relativos a 2009 considerados nas tarifas de 2010, actualizados para 2011	-6 187			
H = F - G	Ajustamento em t, dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	1 722			
I	i_{2009}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009 + 1,0 pp	2,218%		
J	i_{2010}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 + 1,25 pp	2,032%		

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

2.2.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Verifica-se a variação negativa dos custos de gestão do sistema em -13%, facto que se prende essencialmente pela diminuição significativa dos custos com interruptibilidade, conforme será justificado posteriormente.

ACTIVO LÍQUIDO MÉDIO A REMUNERAR E AMORTIZAÇÕES

O desvio de -6,6% no activo líquido a remunerar resulta de uma sobrestimação dos investimentos previstos para Tarifas 2009, que não se realizaram, conforme se pode verificar no Quadro 2-12.

Quadro 2-12 - Movimentos no activo líquido a remunerar

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2009 (1)	Tarifas 2009 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos^[1]	5 424	12 608	-57,0%
Activo Fixo Bruto ^[1]			
Saldo Inicial (1)	200 253	201 876	-0,8%
Investimento Directo	28	9	
Transferências p/ exploração	6 293	12 285	
Reclassificações, alienações e abates	3 040	945	
Saldo Final (2)	209 614	215 116	-2,6%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	153 523	153 641	-0,1%
Amortizações do Exercício	7 716	8 110	
Regularizações	-32	4	
Saldo Final (4)	161 207	161 755	-0,3%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	346	193	
Comparticipações do ano	-118	0	
Amortizações do ano	36	22	
Saldo Final (6)	192	171	
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	46 385	48 043	-3,5%
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	48 216	53 190	-9,4%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	47 301	50 617	-6,6%

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À GESTÃO DO SISTEMA, LÍQUIDOS DOS PROVEITOS DE GESTÃO DO SISTEMA QUE NÃO RESULTAM DA APLICAÇÃO DA TARIFA DE UGS

A parcela ($CE_{GS,t}$) apresenta-se seguidamente no Quadro 2-13.

Quadro 2-13 - Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS

Unidade: 10³ EUR

	2009	Tarifas 2009	Desvio (2009 - Tarifas 2009)	
			Valor	%
Custos operacionais	18 104	17 891	213	1,2%
Trabalhos Própria Empresa	1 006	608	398	65,6%
Custos de exploração líquidos de TPE	17 098	17 284	-186	-1,1%
Serviços de sistema	1 529	0	1 529	
Custos de exploração afectos à gestão do sistema	18 627	17 284	1 343	7,8%
Proveitos afectos à exploração (excluindo TPE)	2 317	3 070	-753	-24,5%
Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	16 310	14 214	2 096	14,7%
CGPPDA	10	101	-91	-90,0%
Custos com OMIP e OMIClear	1 426	1 426	0	0,0%

O aumento de 14,7% nos custos de exploração líquidos dos proveitos resulta essencialmente da rubrica de serviços de sistema (1 529 milhares de euros), que no ano de 2009 não foi coberta pelas rendas de congestionamento e da redução dos proveitos afectos à exploração, de -24,5%.

Quanto aos custos com OMIP e OMIClear, o Despacho n.º 17 041/2010, de 4 de Novembro, no seu n.º 2 refere que “Não são passíveis de reembolso, por não se terem verificado saldos consolidados de exploração positivos, as contribuições do SEN destinadas a assegurar a sustentação económica do grupo de sociedades que integram o pólo português do MIBEL recebidas pelas referidas sociedades através da tarifa de uso global do sistema (UGS)...”, como tal o montante de ajustamentos de 2009 aceite em Tarifas 2009 não será corrigido.

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. Sendo considerado como um custo previsível, a Tarifa de Uso Global do Sistema deve incluir esse montante, devendo ser ajustado para os valores verificados *a posteriori*. Conforme mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico”, pag. 28, de Dezembro de 2008, nas Tarifas de 2009 para além do montante de 49 148 milhares de euros referentes a 2009 foram ainda incorporados 50% dos custos com interruptibilidade de 2008 no montante de 24 849 milhares de euros.

Em 2009 os custos com interruptibilidade, no montante de 34 156 milhares de euros, ficaram aquém do previsto em cerca de 15 042 milhares de euros devido à saída de clientes para o mercado, os quais segundo a legislação que se encontrava em vigor, perdiam o direito ao desconto a partir do momento que deixavam de ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

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

CUSTOS DE GESTÃO DOS PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL, FIXADOS PELA ERSE

De acordo com as regras para os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) aprovadas pelo Despacho n.º 22 282/2008 os custos com a gestão dos PPDA são recuperados através da actividade de Gestão Global do Sistema.

Atendendo ao facto de não haver experiência com a aplicação das mesmas, designadamente os custos de funcionamento do painel de avaliação considerou-se ser prudente fixar o valor dos custos máximos de gestão dos PPDA em 1% do montante máximo, ou seja, 303,9 milhares de euros.

Tendo em conta que este valor é para os 3 anos, considerou-se em 2009 a título provisório o montante de 101,3 milhares de euros.

Conforme descrito no documento “Planos de Promoção do desempenho Ambiental do sector eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2009”, o valor incorrido em 2009 foi de 10 milhares de euros.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

Os artigos 28.º e 35.º das Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC), publicadas pela ERSE no Despacho n.º 15 546/2008, de 4 de Junho, 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.

A ERSE irá elaborar um relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2009-2010, procurando assim uma maior projecção e conhecimento do público sobre esta iniciativa.

Execução orçamental do PPEC 2007, do PPEC 2008 e do PPEC 2009-2010, em Outubro de 2010

- PPEC 2007

A implementação das medidas aprovadas no âmbito do PPEC 2007 encontra-se finalizada.

As medidas aprovadas ao abrigo do PPEC 2007 para serem implementadas em 2007 foram executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (647 944 euros) sido devolvido aos consumidores nos ajustamentos de t-2 das tarifas de 2009 e de 2010.

Os quadros seguintes detalham os valores previstos ao abrigo do PPEC 2007, e o incentivo concedido, por medida e promotor, para as medidas com implementação plurianual.

No Quadro 2-14 detalham-se as medidas do PPEC 2007 com implementação em 2007 e 2008, 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	Incentivo PPEC 07 concedido em 2010	Grau de execução
Unión Fenosa	265 878	72 000	72 000	0	100%
UF_I2 - Construção do índice doméstico UF em Portugal	52 891	15 000	15 000	0	100%
UF_I3 - Campanha do índice doméstico UF em Portugal	67 188	20 000	20 000	0	100%
UF_I6 - Índice de eficiência energética para a indústria	145 798	37 000	37 000	0	100%
EDP Comercial	492 898	158 075	105 668	37 763	91%
EDPC_I2 - Enefy Bus - Autocarro temático	492 898	158 075	105 668	37 763	91%
EDP Distribuição	363 875	185 530	15 180	94 406	59%
EDPD_I2 - TopTen	100 304	50 530	10 760	24 770	70%
EDPD_I6 - Concurso ideias luminosas na área da eficiência energética	263 571	135 000	4 420	69 636	55%
Endesa	210 450	75 840	0	75 840	100%
END_I1 - E2Trade - Sistema voluntário de transacção de licenças de consumo de electricidade	210 450	75 840	0	75 840	100%
EEM*	491 778	266 646	228 201	0	86%
EEM_TC1 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	133 323	164 385	0	123%
EEM_TR2 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	133 323	63 816	0	48%
TOTAL	1 824 878	758 091	421 049	208 009	83%

* Verificou-se uma transferência de verbas de 2007 para 2008

No que diz respeito às referidas medidas, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efectuados em 2009. Assim, foi necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica, nas tarifas de 2010, juros de pagamentos não efectuados em 2008. Uma vez que os pagamentos não foram todos efectuados em 2009, é também necessário devolver aos consumidores, nas tarifas de 2011, 4 614 euros relativos a juros³ sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2009 para efectuar pagamentos em 2010 (208 009 euros).

No Quadro 2-15 detalham-se as medidas do PPEC 2007 com implementação trienal (2007 a 2009), apresentando-se os valores orçamentados para 2009 na segunda coluna.

Quadro 2-15 – Execução orçamental do PPEC 2007 com implementação em 2009

	Unidade:EUR			
	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2007-2009	Previsto PPEC 07 c/ implementação em 2009	Incentivo PPEC 07 concedido em 2010	Grau de execução
Unión Fenosa	265 878	72 000	72 000	100%
UF_I2 - Construção do índice doméstico UF em Portugal	52 891	15 000	15 000	100%
UF_I3 - Campanha do índice doméstico UF em Portugal	67 188	20 000	20 000	100%
UF_I6 - Índice de eficiência energética para a indústria	145 798	37 000	37 000	100%
EEM*	491 778	11 170	27 629	247%
EEM_TC1 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	5 585	10 471	187%
EEM_TR2 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245 889	5 585	17 158	307%
TOTAL	757 656	83 170	99 629	120%

* Verificou-se uma transferência de verbas de 2007 para 2009

No que se refere às medidas com implementação trienal, os pagamentos aos promotores do terceiro ano de implementação só começaram a ser efectuados em 2010. Assim é necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica, nas tarifas de 2011, 2 210 euros relativos a pagamentos só efectuados em 2010 (99 629 euros).

Em 2010 verifica-se que a execução orçamental das medidas do PPEC 2007 com implementação em 2008 é inferior à prevista em 129 033 euros (Quadro 2-14). Todavia, a execução orçamental das medidas do PPEC 2007 com implementação em 2009 é superior à prevista em 16 459 euros (Quadro 2-15). Assim, é necessário devolver aos consumidores, nas tarifas de 2011, 112 575 euros.

A ERSE encontra-se a elaborar o relatório de execução final do PPEC 2007, que contém um balanço global da implementação das medidas do PPEC 2007, mostrando claramente que os benefícios superam em muito os custos, procurando assim uma maior projecção e conhecimento dos consumidores sobre os benefícios desta iniciativa.

- PPEC 2008

³ A taxa de juro utilizada é de 2,218%.

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 verificou um montante sobranete de 93 612 euros, devolvido aos consumidores nas tarifas de 2010.

Em 2008 foi efectuada uma parte dos pagamentos aos promotores, tendo sido devolvido aos consumidores de energia eléctrica, nas tarifas de 2010, juros sobre o valor que no final de 2008 a REN ainda detinha para efectuar pagamentos em 2009. Uma vez que os pagamentos não foram todos efectuados em 2009, é também necessário devolver aos consumidores, nas tarifas de 2011, 150 900 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2009 para efectuar pagamentos em 2010 (6 803 425 euros).

No que diz respeito às medidas do PPEC 2008, com implementação plurianual, os pagamentos aos promotores do segundo ano de implementação só começaram a ser efectuados em 2010. Assim é necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica, nas tarifas de 2011, 54 583 euros relativos a juros de pagamentos não efectuados em 2009 (2 460 929 euros).

- PPEC 2009-2010

Devido ao diferimento de 4 meses introduzido na implementação do PPEC 2009-2010, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efectuados em 2010, não tendo sido efectuado qualquer pagamento em 2009. Assim, é necessário devolver aos consumidores, nas tarifas de 2011, 198 642 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2009 para efectuar pagamentos em 2010 (8 955 901 euros⁴).

- Resumo

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 2-16.

Quadro 2-16 – Quadro resumo ajustamento PPEC t-2

	PPEC 2007*	PPEC 2008	PPEC 2009-2010	Total
Valor não executado	112 575	-	-	112 575
Juros sobre pagamentos não efectuados ano t-2	6 823	205 483	198 642	410 949

*Contempla apenas as medidas com implementação em 2008 e 2009

⁴ Este valor resulta dos 10 000 euros afectos às tarifas de 2009, deduzido dos recursos do PPEC 2009-2010 cativos pelas anteriores edições do PPEC (2007 e 2008), nomeadamente pelas medidas com implementação plurianual.

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 410 949 euros, adicionado do valor sobranete da edição do PPEC 2007 a devolver aos consumidores, 112 575 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá actualização adicional para 2011.

2.3 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na actividade de Transporte de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 77.º do Regulamento Tarifário.

No início de um novo período de regulação a ERSE decidiu adoptar um modelo regulatório baseado em incentivos com o objectivo de promover um comportamento mais eficiente do operador da rede de transporte.

Assim, foram consideradas as seguintes formas de incentivos:

- Adopção de uma fórmula de regulação para os custos de exploração, com limites máximos a aplicar a estes custos e que considere custos de referência adaptados ao nível de actividade da empresa.
- Introdução de um mecanismo de incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede;
- Consideração de taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de activos em função do risco de regulação (consoante seja por custos aceites ou por custos de referência) que lhe está associado;
- Adopção de um incentivo à manutenção de activos totalmente amortizados que apresentem condições de funcionamento para além do período de amortização.
- Manutenção do incentivo à promoção do desempenho ambiental, alterando apenas o momento de aceitação dos custos, os quais passam a ser aceites *ex-ante*;
- Adopção de um incentivo à disponibilidade da rede de transporte.

Este modelo foi implementado em Tarifas de 2009, sendo este ano o primeiro ano em que se estabelecem os montantes reais de 2009 e ajustamentos associados.

O Quadro 2-17 reflecte os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica em 2009 actualizado para 2011, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2009, acrescida do *spread* de 1,0 pontos percentuais e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média, determinada com

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

Ajustamentos referentes a 2009 no Continente

base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano de 2010, acrescida do spread de 1,25 pontos percentuais é de 8 328⁵ milhares de euros.

Quadro 2-17 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade TEE em 2009

		2009	Tarifas 2009
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	40 467	40 805
1	Componente de custos de exploração	39 952	39 952
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	430	430
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	72	559
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 470	5 470
5	Variação do n.º de painéis de subestações	89	112
B	Custos com capital [(6)+(7)]	186 568	194 008
6	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	174 492	194 008
a	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	76 758	84 123
b	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 294 487	1 455 439
c	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,55%	7,55%
7	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	12 076	--
d	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	2 595	--
e	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	104 765	--
f	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,05%	--
C	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(8) x (9) x (1 + 0,5 x (10))]	0	0
8	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	--	--
9	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	--	--
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	--	--
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	376	0
E	Custos com a promoção do desempenho ambiental	4 611	5 121
F	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t, nomeadamente auditorias	265	--
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	7 670	7 671
H	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica [A + B + C + D + E + F - G]	224 617	232 263
I	Proveitos facturados da actividade de Transporte de Energia Eléctrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	232 921	
J	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos [I - H]	8 304	
K	Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2		
L	Δ_t^T [J + K]	8 304	
M	Δ_t^T [J + K] actualizado para 2011	8 660	
N	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	333	
O	Δ_t^T Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em 2009	8 328	
	<small>i_{2009}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009 + 1,0 pp</small>	2,218%	
	<small>i_{2010}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 + 1,25 pp</small>	2,032%	

2.3.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO

O custo operacional de exploração fixado para 2009 (C_0) foi de 39 952 milhares de euros, o custo incremental por painel de substituição de 5 470 € e por km de rede de 430 €. O desvio verificado resulta de essencialmente de uma sobrestimação de variação de extensão da rede.

⁵ Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a pagar pela empresa.

2.3.2 VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

Durante o ano de 2009 foi elaborado pela Deloitte o estudo “Custos de referência para novos investimentos na Rede Nacional de Transporte” com o objectivo de determinar os custos unitários de referência que serviram de base à determinação do Mecanismo de Valorização dos Novos Investimentos da Rede Nacional de Transporte de Electricidade a Custos de referência, publicado no Despacho 14 430/2010, de 15 de Setembro.

De acordo com o artigo 13.º do Anexo I do referido Despacho o ORT deverá enviar um relatório de auditoria que valide as características físicas do investimento, o custo real e a valorização do investimento a custos de referência.

A auditoria aos valores de 2009 que iria decorrer durante os meses de Outubro e Novembro do corrente ano estendeu-se, uma vez que se verificou que a demonstração exaustiva da entrada em exploração das obras e as suas características físicas tornou o processo mais moroso. Não sendo possível a sua concretização em tempo útil, os custos com capital calculados com base em custos de referência considerados em ajustamentos de 2009 após auditoria poderão sofrer um ajustamento excepcional em Tarifas 2012.

O Quadro 2-18 resume o impacte da aplicação do mecanismo na base de activos a remunerar do ORT.

Quadro 2-18 – Impacte da aplicação do mecanismo na base de activos em 2009

	Aplicação dos custos de referência com aplicação do Mecanismo			
	N.º de obras	Custo Total Real	Custo Total Referência	Custo Ref/ Custo Real
Subestações				
Obras a custos ref ^a	6	46 721 606	47 690 063	2,1%
Obras atípicas				
Taxa c/ prémio	35	67 378 599	67 771 561	0,6%
Cref > 1,1 x Creal	7	7 859 224	8 252 185	5,0%
Subestações < 2006 (Cref > Creal)	28	59 519 376	59 519 376	0,0%
Taxa s/ prémio	11	48 668 445	48 668 445	0,0%
Cref < 0,9 x Creal	3	29 082 747	29 082 747	0,0%
Subestações < 2006 (Cref < Creal)	8	19 585 697	19 585 697	0,0%
Total	52	162 768 650	164 130 068	0,8%

	Aplicação dos custos de referência com aplicação do Mecanismo			
	N.º de obras	Custo Total Real	Custo Total Referência	Custo Ref/ Custo Real
Linhas				
Obras a custos ref ^a	9	70 170 101	70 388 589	0,3%
Obras atípicas				
Taxa c/ prémio	8	47 500 363	49 875 381	5,0%
Cref > 1,1 x Creal	8	47 500 363	49 875 381	5,0%
Taxa s/ prémio	5	9 036 708	9 036 708	0,0%
Cref < 0,9 x Creal	5	9 036 708	9 036 708	0,0%
Total	22	126 707 172	129 300 678	2,0%

A taxa de remuneração associada ao custo de capital é determinada com base na rentabilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro de 2007 e 31 de Agosto de 2008, acrescida de 300 pontos base, sendo de 7,55% para 2009, para os investimentos valorizados a preços de referência é calculado pela adição de 450 pontos base à taxa das OT a 10 anos, sendo de 9,05% para 2009.

2.3.3 INCENTIVO À MANUTENÇÃO DO EQUIPAMENTO EM FIM DE VIDA ÚTIL

O incentivo à manutenção de equipamento em fim de vida útil tem como objectivo manter em exploração equipamento que se encontra totalmente amortizado, mas em condições técnicas de continuar em exploração, em alternativa à substituição por novos equipamentos e sem pôr em causa a segurança do sistema.

Os parâmetros para aplicação deste incentivo foram publicados no Despacho n.º 18 138/2009, de 5 de Agosto pelo que só foi possível incluir o valor previsional deste incentivo em Tarifas 2010.

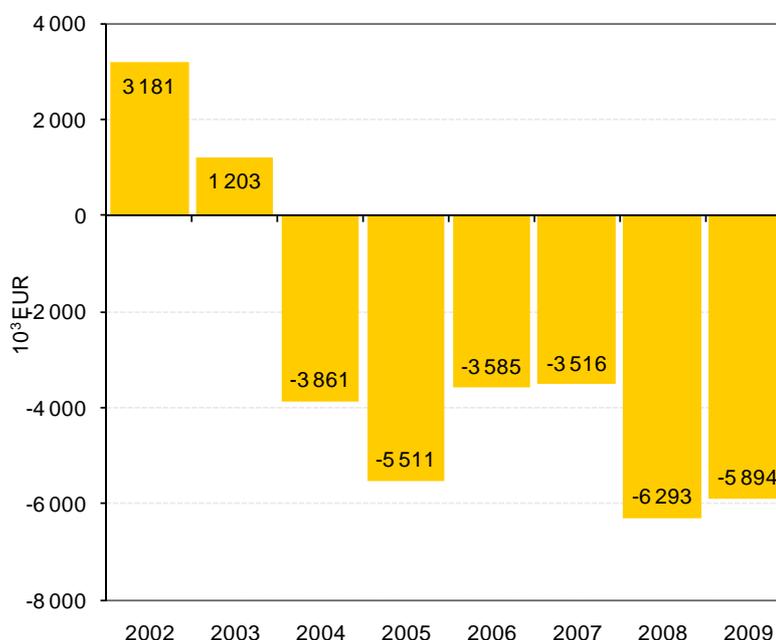
Assim, eventuais desvios que ocorram em termos de activos considerados em fim de vida útil e que se encontrem em exploração relativamente a 2009 só serão ajustados em Tarifas 2012 quando se calcular

o desvio entre os valores ocorridos em 2010 e os valores considerados provisoriamente para Tarifas 2010.

2.3.4 CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE

O crescimento das importações decorrentes de contratações no mercado liberalizado 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 2-4. O montante líquido pago em 2009 ascende a 5 894 milhares de euros.

Figura 2-4 - Compensação entre TSO



A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2009 atingiu 5 518 milhares de euros. Este valor foi utilizado para cobrir parte dos custos com compensações entre operadores da rede de transporte. A diferença de 376 milhares de euros, entre o custo com compensações (5 894 milhares de euros) e a receita com aplicação do mecanismo de gestão conjunta da interligação, foi considerada em 2009.

2.3.5 CUSTOS OCORRIDOS NO ÂMBITO DA MONITORIZAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Como anteriormente referido durante o ano de 2009 decorreu o estudo “Custos de referência para novos investimentos na Rede Nacional de Transporte”. De acordo com o protocolo de entendimento entre a

ERSE e a REN o custo de 265 milhares de euros incorrido com o mesmo seria aceite na totalidade nos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

2.3.6 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 2-17, os custos aceites pela ERSE relacionados com a promoção do desempenho ambiental ascendem a 4 611 milhares de euros. Sendo que 1 934 milhares euros correspondem ao Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA) conforme descrito no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2009”, 2 395 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas e 282 milhares de euros a obrigação legal de desvios de linhas. O Quadro 2-19 apresenta a variação entre previsto para Tarifas 2009 e o ocorrido no mesmo ano.

Quadro 2-19 - Custos com a promoção do desempenho ambiental

Unidade: 10³ EUR

	2009	Tarifas 2009	Variação %
PPDA	1 934	2 426	-20%
Limpeza de florestas	2 395	2 695	-11%
Desvios de linhas obrigação legal	282		
Custos com a promoção desempenho ambiental	4 611	5 121	-10%

2.3.7 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE

O artigo 113.º do Regulamento Tarifário prevê o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tem por objectivo promover a eficiência da operação e manutenção da RNT.

Em 2009 a ERSE publicou o referido mecanismo e os respectivos parâmetros para o período regulatório 2009-2011.

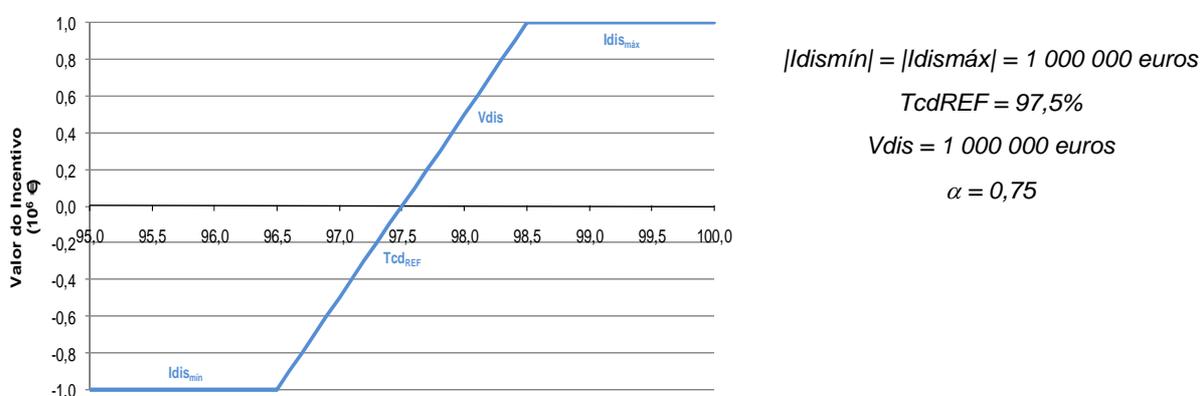
Para efeitos deste mecanismo, a disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (T_{cd}), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas ($T_{d_{cl}}$) e dos transformadores de potência ($T_{d_{tp}}$), através do parâmetro α , de acordo com a seguinte expressão:

$$T_{cd} = \alpha \times T_{d_{cl}} + (1 - \alpha) \times T_{d_{tp}}$$

Para cada ano, o valor do incentivo corresponde à valorização da diferença entre a taxa combinada de disponibilidade de referência (Tcd_{REF}) e a disponibilidade efectiva da RNT. Caso a disponibilidade efectiva da RNT seja superior a Tcd_{REF} , o incentivo traduz-se num prémio, caso contrário, o incentivo traduz-se numa penalidade. O valor do incentivo é limitado, quer no prémio ($Idis_{máx}$) quer na penalidade ($Idis_{mín}$) e simétrico relativamente ao valor de Tcd_{REF} .

Na Figura 2-5 encontra-se representado o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT com identificação dos parâmetros que o definem bem como os valores dos parâmetros fixados para o período regulatório 2009-2011.

Figura 2-5 – Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respectivos valores dos parâmetros para 2009-2011



Em 2009 aplicou-se pela primeira vez o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT. A “taxa combinada de disponibilidade” da rede da RNT foi de 97,83%, ligeiramente superior ao valor de referência, 97,5%, dando assim lugar ao pagamento de um prémio de 332 711 euros pelo desempenho registado.

2.4 COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

De acordo com os artigos 78.º, 79.º e 81.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 2009 e os que resultam da aplicação da fórmula básica do n.º1 de cada um dos respectivos artigos aos custos efectivamente ocorridos em 2009.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2011, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos facturados pelo operador da rede de distribuição (120 407 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (78 264 milhares de euros). A diferença de

42 143⁶ milhares de euros é actualizada para 2011 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média de 2009, acrescida de um ponto percentual e a taxa de juro EURIBOR a 3 meses média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de um vírgula vinte e cinco pontos percentuais.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2011 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos facturados pelo operador da rede de distribuição (223 656 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (229 382 milhares de euros). Esta diferença de -5 726⁷ milhares de euros é actualizada para 2011 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média de 2009, acrescida de um ponto percentual e a taxa de juro EURIBOR a 3 meses média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de um vírgula vinte e cinco pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

⁶ Um desvio positivo significa um valor a devolver ao sistema.

⁷ Um desvio negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

Quadro 2-20 – Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR
		2009
		10 ³ EUR
A	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	78 264
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	316 283
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	-351 638
(+)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-166 261
(+)	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	-185 377
(+)	Custos com a aplicação da tarifa social	79
	CMEC	116 183
(+)	Parcela Fixa dos CMEC	82 471
(+)	Parcela de Acerto dos CMEC	104 392
(-)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(+)	Componente de alisamento dos CMEC	-10 610
(-)	Correcção de hidraulicidade	-60 070
(+)	Défi ce tarifário de BT em 2006	17 045
(+)	Défi ce tarifário de BTN em 2007	6 469
(-)	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	26 158
B	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	120 407
[B] - [A]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	42 143
Δ_{2009}^T	Ajustamento em 2011, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2009	43 953
C	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	229 382
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	233 748
(-)	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	4 366
D	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT	223 656
[D] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	-5 726
Δ_{2009}^T	Ajustamento em 2011, dos proveitos da tarifa de UGT facturados em 2009	-5 972
i_{t-2}^T	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 2009 acrescida de 1 ponto percentual	2,218%
i_{t-1}^T	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,032%

2.5 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 6 do artigo 82.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 2009 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 82.º aos valores realmente verificados em 2009, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O incentivo à promoção da qualidade do ambiente, nos termos do Regulamento Tarifário, a partir de 2009 passou a ser um custo aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulação e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

O Quadro 2-21 compara os valores verificados em 2009 (“2009”) com os previstos em 2008 no cálculo das tarifas de 2009 (“Tarifas 2009”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2011 resulta da diferença entre os proveitos facturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2009, de 1 204 963⁸ milhares de euros e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 217 369⁹ milhares de euros, com os incentivos aceites *a posteriori* (7 870¹⁰ milhares de euros) no montante de 1 225 239 milhares de euros. Esta diferença de -20 277 milhares de euros é actualizada para 2011 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média de 2009, acrescida de um ponto percentual e a taxa de juro EURIBOR a 3 meses média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de um vírgula vinte e cinco pontos percentuais.

⁸ Proveitos da URD_{AT/MT}, 492 410 milhares de euros + Proveitos da URD_{BT}, 712 553 milhares de euros.

⁹ Proveitos da DEE em AT/MT, 488 081 milhares de euros + Proveitos da DEE em BT, 729 289 milhares de euros.

¹⁰ Melhoria da Qualidade de Serviço - 523 milhares de euros + Redução de Perdas em AT/MT, 5 000 milhares de euros e em BT 3 393 milhares de euros

Quadro 2-21 – Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

			Unidade: 10 ³ EUR	
			2009	Tarifas 2009
1	F_{2t}^D	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	152 290	152 290
2	P_{2t}^D	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)	0,005907	0,005907
3	E_{2t}^D	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	46 114	47 881
4		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	31 884	31 281
5		custos com a promoção do desempenho ambiental	2 023	3 933
6		impacte da lei 12/2008	-1 024	-1 024
7	Δ_{3t-2}^D	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-30 520	-30 520
8	$= (1)+(2)\times(3)/1000+(4)+(5)+(6)-(7)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	488 081	499 816
9	$R_{AT/MT}^D$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	492 410	
10	$= (7) - (6)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	4 329	
11	RQS_t	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	-523	
12	PP_{2t}^D	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	5 000	
A	$\Delta_{AT/MT}^D = (8) - (9) - (10) - (11)$	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2009 em AT/MT	-148	
B	$\Delta_{AT/MT,2009}^D = A \times (1+i_{2008}^D) \times (1+i_{2009}^D)$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2009, em AT/MT	-154	
13	F_{3t}^D	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	211 673	211 673
14	P_{3t}^D	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)	0,010307	0,010307
15	E_{3t}^D	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	24 898	25 100
16		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	53 828	52 322
17		custos com rendas de concessão	239 536	239 552
18		custos com a promoção do desempenho ambiental	1 297	611
19		impacte da lei 12/2008 e parametrização de contadores	-16 408	-17 167
20	Δ_{3t-2}^D	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	17 260	17 260
21	$= (12)+(13)\times(14)/1000+(15)-(16)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	729 289	728 496
22	R_{BT}^D	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	712 553	
23	$= (18) - (17)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-16 736	
24	PP_{3t}^D	incentivo à redução de perdas, em BT	3 393	
C	$\Delta_{BT}^D = (19) - (20) - (21)$	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT	-20 129	
D	$\Delta_{BT,2009}^D = C \times (1+i_{2008}^D) \times (1+i_{2009}^D)$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2009, em BT	-20 994	
E	$\Delta_{2009}^D = (B) + (D)$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2009	-21 147	
i_{t-2}^D	i_{2009}^D	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 2009 acrescida de 1 ponto percentual	2,218%	
i_{t-1}^D	i_{2010}^D	taxa de juro EURIBOR a três meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,032%	

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;

Além disso, importa referir que, embora a partir de 2009 os custos do Plano de Apoio à Reestruturação (PAR) sejam todos reflectidos na EDP Distribuição, para efeitos de ajustamento de 2009, considerou-se os valores do PAR em cada empresa, de acordo com os respectivos custos apresentados.

Seguidamente é apresentado, para cada um daqueles factores, o desvio verificado em 2009.

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 -3,7% e -0,8%, respectivamente, conforme mostra o quadro seguinte.

Quadro 2-22 – Energia entregue pelas redes da distribuição

Unidade: GWh

	2009	Tarifas 2009	Desvio (2009 - Tarifas 2009)	
			Valor	%
Redes de AT/MT	46 114	47 881	-1 766	-3,7%
AT	5 812	6 593	-781	-11,8%
MT	13 898	14 609	-712	-4,9%
BT ajustada para rede de AT/MT	26 404	26 678	-274	-1,0%
Redes de BT	24 898	25 100	-201	-0,8%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para BT é de 6,05, o utilizado para cálculo de tarifas foi 6,29.

2.5.2 NÍVEL DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

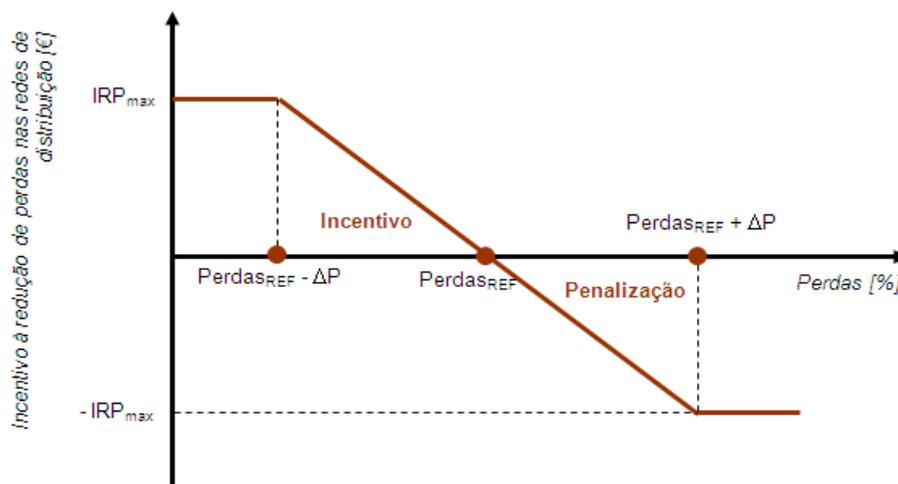
O Regulamento Tarifário prevê um mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental relativamente a projectos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas,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

Para além do valor de referência de perdas na rede de distribuição, o mecanismo de incentivo ilustrado na Figura 2-6 estabelece ainda:

- Parâmetro de valorização unitária das perdas, Vp.

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

Figura 2-6 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição



No início do actual período regulatório, definiu-se o valor das perdas de referência¹¹ para cada um dos 3 anos do período de acordo com o Quadro 2-23.

Quadro 2-23 – Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição

	2009	2010	2011
Valor das perdas de referência ($Perdas_{REF}$)	7,95%	7,90%	7,80%

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 (ΔP).

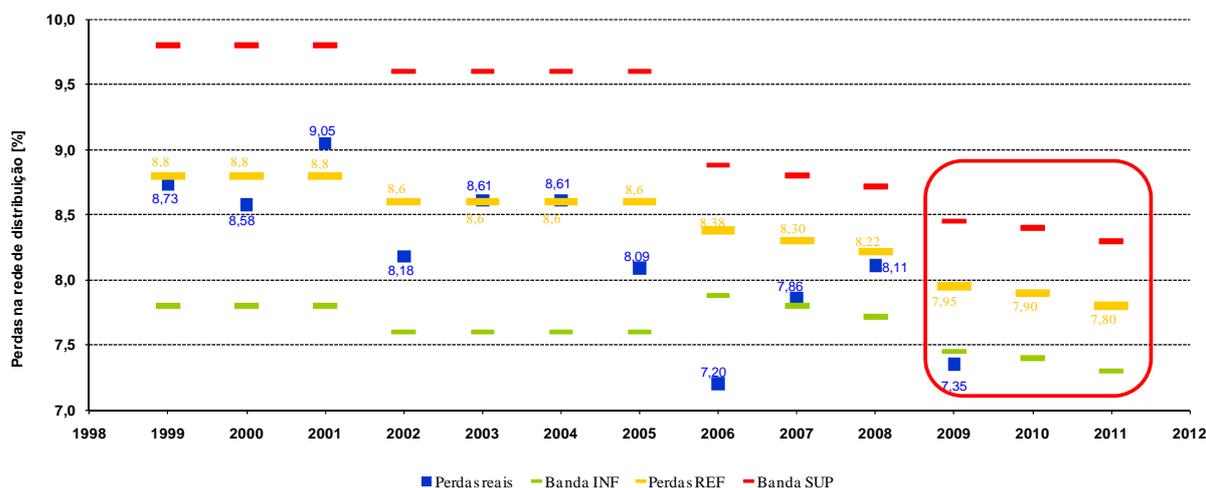
EVOLUÇÃO DAS PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

¹¹ 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.

em MAT. A Figura 2-7 apresenta a evolução das perdas na rede de distribuição, verificadas entre 1999 e 2009, no seu referencial da saída.

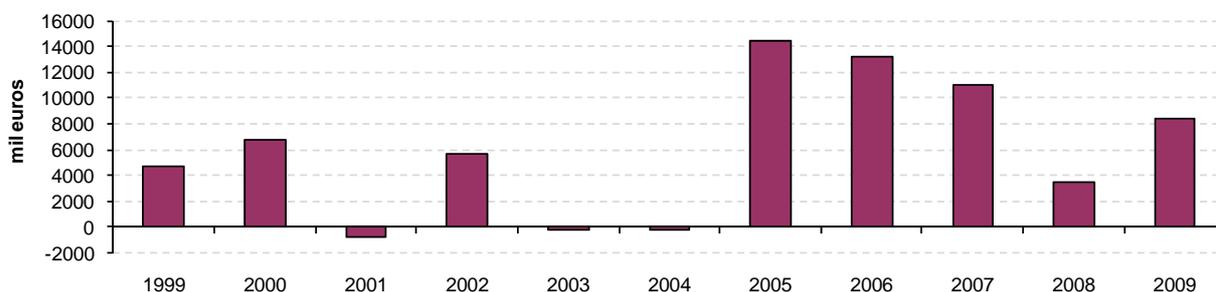
Figura 2-7 - Evolução das perdas verificadas na rede de distribuição, no seu referencial da saída, e perdas de referência para o período regulatório de 2009-2011



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 2-8 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição



Fonte: ERSE

O Quadro 2-24 apresenta a variação de perdas ocorrida em 2009 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 2-24 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição

		2009
Valor das perdas de referência	(%)	7,95
Valor real das perdas	(%)	7,35
Redução verificada	p.p.	0,60
Redução máxima aceite	p.p.	0,50
Valorização Perdas Vp	(€/MWh)	37,63
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	44,605
Valor a receber pela empresa	(10 ⁶ €)	8,392

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2009 foi utilizada a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 37,63 €/MWh. Esta valorização aplicada à diferença entre as perdas verificadas e o valor das perdas de referência resulta, se positiva, num prémio para o operador da rede de distribuição. Uma vez que o diferencial real foi de 0,60pp, valor superior ao diferencial máximo permitido de 0,5pp, o valor do prémio foi de 8,392 milhões de euros.

2.5.3 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

De acordo com o artigo 108.º do Regulamento Tarifário, 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 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 de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2009, publicados com as tarifas e os preços da energia eléctrica para o ano de 2009, através do Despacho n.º 59-E/2009, de 2 de Janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 2-25.

Quadro 2-25- Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2009

END_{REF}	$0,000151 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 €/ kWh
$ RQS_{max} = RQS_{min} $	5 000 000 €

O valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2009 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de ED , isto é, atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 2-26 apresenta o modo de determinação da END em 2009, com indicação dos valores de energia activa utilizados, das diversas parcelas que constituem a ED e do valor de $TIEPI$ obtido em 2009 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 2-26 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2009

Valores ERSE

Valores de energia activa 2009	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	7020068,57	23040098,31	12875353,09	6386448,87	49321968,84
$W_{CMAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	74973,40	542819,95	450736,02	261468,30	1329997,67
$W_{CMAT ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	7228,85	78777,99	75709,67	45790,60	207507,11
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} - W_{CMAT MR}$ (MWh)	6937866,32	22418500,38	12348907,40	6079189,97	47784464,07
γ_{AT}	0,0155	0,0137	0,0107	0,0095	
$1 + \gamma_{AT}$	1,0155	1,0137	1,0107	1,0095	
$(1 + \gamma_{AT})^{-1}$	0,9847	0,9865	0,9894	0,9906	
$(W_{RNTAT} + W_{PAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}$ (MWh)	6831970,77	22115517,78	12218172,95	6021981,15	47187642,66
$W_{CAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	425225,99	1578340,30	1103548,66	616262,27	3723377,22
$W_{CAT ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	214356,00	859830,13	654752,44	359901,63	2088840,19
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	639581,99	2438170,43	1758301,10	976163,90	5812217,42
$(W_{RNTAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1} - (W_{CAT})$ (MWh)	6192388,78	19677347,35	10459871,85	5045817,25	41375425,24
$ED = [(W_{RNTAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1} - (W_{CAT})] + [W_{PMT} + W_{PBT}]$ (MWh)					41375425,24
$TIEPI$ (min)					93,32
$TIEPI$ (h)					1,56
T (h)					8760,00
$END = ED * TIEPI / T$ (MWh)					7345,94

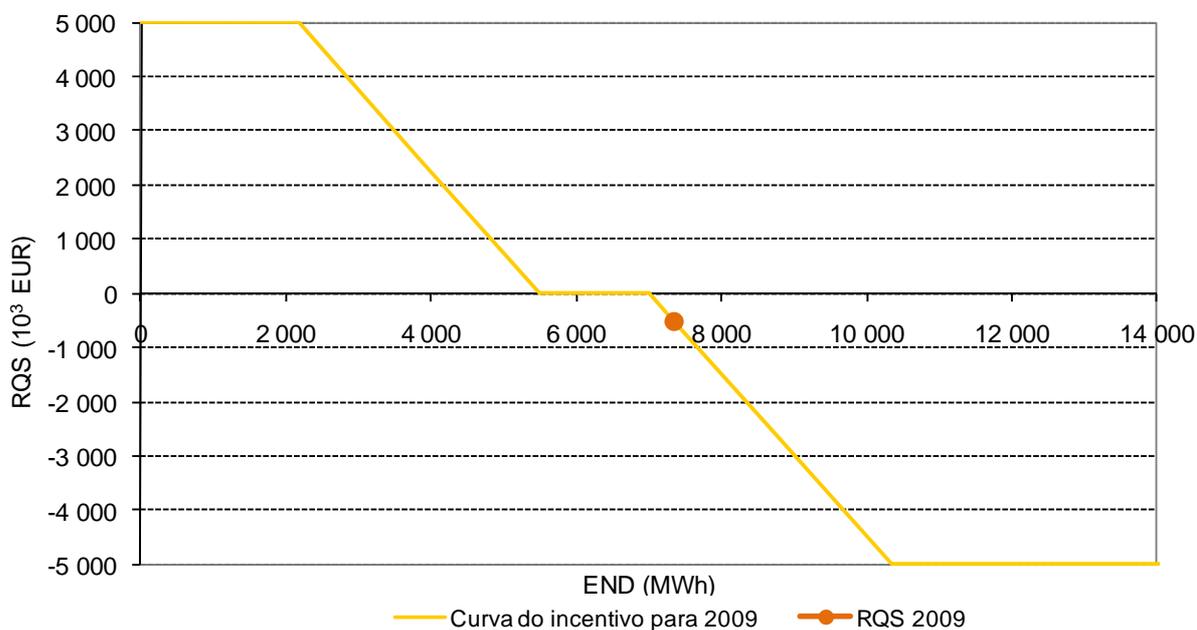
Com base no valor de ED em 2009 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 2-27.

Quadro 2-27 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2009

END	(MWh)	7345,94
$END_{REF} = 0,000151 \times ED$	(MWh)	6247,69
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	749,72
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	5497,97
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	6997,41

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2009 superior a $END_{REF} + \Delta V$, o valor do incentivo constitui uma penalização nos proveitos permitidos da actividade de distribuição em MT no valor de -522 798,99 euros.

Na Figura 2-9 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2009, bem como o posicionamento do respectivo valor de END e incentivo associado.

Figura 2-9- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2009

2.5.4 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Os custos aceites pela ERSE relacionados com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) ascendem a 3 320 milhares de euros, conforme apresentado no documento “ Planos de Promoção Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2009”.

2.6 COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com o n.º 5 do artigo 86.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2009 e a soma dos proveitos permitidos do comercializador de último recurso no âmbito da actividade de Comercialização, por nível de tensão, que resultam da aplicação da fórmula n.º 1 do referido artigo com os valores efectivamente ocorridos em 2009.

A actividade de Comercialização, a partir de 2009 passou a ser regulada com base em incentivos: nível de eficiência dos custos associados aos processos comerciais e limitação dos restantes custos à inflação. Além disso, a nova forma de regulação inclui uma margem que tem como objectivo a reposição dos custos das necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades reguladas do comercializador de último recurso.

Desta forma, o ajustamento a repercutir dois anos depois resulta da variação do número de clientes do mercado regulado relativamente ao estimado e que serviu de base ao cálculo de tarifas e da margem de comercialização, a qual reflecte a diferença entre os custos estimados e os custos ocorridos nas actividades reguladas do comercializador de último recurso.

O Quadro 2-28 compara os valores verificados em 2009 (“2009”) com os previstos em 2008 no cálculo das tarifas de 2009 (“Tarifas 2009”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2011 resulta da diferença entre os proveitos facturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2009, de 113 949¹² milhares de euros e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais, de 108 151¹³ milhares de euros. Esta diferença de 5 798 milhares de euros é actualizada para 2011 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, média de 2009, acrescida de um ponto percentual e a taxa de juro EURIBOR a 3 meses média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de um vírgula vinte e cinco pontos percentuais.

¹² Proveitos da CR_{NT}, 8 723 milhares de euros + Proveitos da CR_{BTE}, 2 633 milhares de euros + Proveitos da CR_{BTN}, 102 593 milhares de euros

¹³ Proveitos da CR em NT, 6 796 milhares de euros + Proveitos da CR em BTE, 1 874 milhares de euros + Proveitos da CR em BTN, 99 481 milhares de euros

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

Ajustamentos referentes a 2009 no Continente

Quadro 2-28 – Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

		2009		
		2009	Tarifas 2009	
1	F_{CNT}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	362	362
2	V_{CNT}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	71,983	71,983
3	E_{CNT}	Número de consumidores médio, em NT	20 551	20 089
4	PEF_{CNT}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	99	99
5	δ_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	18	24
6	R_{ENT}^{CR}	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	1 011 050	1 392 219
7	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	166 104	303 616
8	r_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,55%	8,55%
9	$Z_{CNT,t-1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t		0
10	$\Delta R_{CNT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em NT	108	108
A	R_{CNT}^{CR}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	6 796	11 333
A'	R_{CNT}^{FR}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	8 723	
	(A') - (A)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2009	1 927	
	$\Delta R_{CNT,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2009	2 010	
11	F_{BTE}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	48	48
12	V_{BTE}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	7,214	7,214
13	E_{BTE}	Número de consumidores médio, em BTE	30 208	26 862
14	PEF_{BTE}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	51	51
15	δ_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	18	24
16	R_{BTE}^{CR}	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE	265 564	247 709
17	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE	121 152	92 563
18	r_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,55%	8,55%
19	$Z_{BTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t		0
20	$\Delta R_{BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BTE	74	74
B	R_{BTE}^{CR}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	1 874	2 132
B'	R_{BTE}^{FR}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	2 633	
	(B') - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2009	759	
	$\Delta R_{BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2009	792	
21	F_{BTN}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	17 897	17 897
22	V_{BTN}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	12,571	12,571
23	E_{BTN}	Número de consumidores médio, em BTN	5 815 855	5 694 534
24	PEF_{BTN}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	1 660	1 660
25	δ_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	10	16
26	R_{BTN}^{CR}	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTN	1 745 159	1 735 624
27	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTN	1 106 510	1 031 877
28	r_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,55%	8,55%
29	$Z_{CAT,t-1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t		0
30	$\Delta R_{CBTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BTN	-133	-133
C	R_{CBTN}^{CR}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	99 481	101 648
C'	R_{CBTN}^{FR}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	102 593	
	(C') - (C)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2009	3 112	
	$\Delta R_{CBTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2009	3 246	
	$\Delta R_{C,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2009	6 047	
i_{t-2}^E	i_{2009}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, acrescida de 1 ponto percentual	2,218%	
i_{t-1}^E	i_{2010}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,032%	

De seguida apresenta-se a diferença entre o número de clientes considerado no cálculo das tarifas de 2009 e o número real para 2009.

Quadro 2-29 – Número de clientes do CUR

	2009	Tarifas 2009	Desvio (2009-T2009)	
			Valor	%
Cientes				
NT	20 551	20 089	462	2,3%
BTE	30 208	26 862	3 346	12,5%
BTN	5 815 855	5 694 534	121 321	2,1%
Total	5 866 614	5 741 485	125 129	2,2%

2.7 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 reais com a aquisição a estes produtores e as quantidades adquiridas valorizadas a preço de mercado.

O desvio de 2009 dos custos da PRE atingiu o montante de -300 572¹⁴ 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 2011, de -79 084 milhares de euros, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -313 362¹⁵ milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2010 (-234 309¹⁶ milhares de euros), ambos os valores encontram-se actualizados para 2011. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

¹⁴ Desvio PRE^{FER}, -176 496 milhares de euros + Desvio PRE^{FENR}, -124 076 milhares de euros.

¹⁵ Desvio PRE^{FER} actualizado, -184 077 milhares de euros + Desvio PRE^{FENR} actualizado, -129 406 milhares de euros.

¹⁶ Ajustamento provisório PRE^{FER} actualizado, -219 083 milhares de euros e ajustamento provisório PRE^{FENR} actualizado, -15 315 milhares de euros

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

Ajustamentos referentes a 2009 no Continente

Quadro 2-30 – Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE

Unidade: 10³ EUR

		2009
A	Diferencial da PRE ^{FER} 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)]	314 766
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	481 026
a	Custo de aquisição	893 334
b	Quantidades	9 243
c	Preço de mercado	44,61
2	Ajustamento t-1	135 167
3	Ajustamento t-2	31 094
D	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2009 (A) + (B) - (C)	-176 496
E	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2009 actualizado para 2011 = (D) x (1+i ₂₀₀₉ ^E) x (1+i ₂₀₁₀ ^E)	-184 077
F	Valor do ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nos proveitos de 2010	-214 720
G	Valor do ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nos proveitos de 2010, actualizado para 2011 = F x (1+i ₂₀₁₀ ^E)	-219 083
H	Ajustamento do diferencial PRE ^{FER} , de 2009 a recuperar nos proveitos permitidos de 2011	35 007
I	Diferencial da PRE ^{FENR} devolvido em 2009	-185 377
J	Valor não recuperado em 2009 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 (sem juros)	142 939
K	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(4) - (5) - (6)]	81 639
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	267 015
d	Custo de aquisição	496 409
e	Quantidades	5 143
f	Preço de mercado	44,61
5	Ajustamento t-1	163 563
6	Ajustamento t-2	21 814
L	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2009 (I) + (J) - (K)	-124 076
M	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2009 actualizado para 2011 = (L) x (1+i ₂₀₀₉ ^E) x (1+i ₂₀₁₀ ^E)	-129 406
N	Valor do ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nos proveitos de 2010	-15 010
O	Valor do ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nos proveitos de 2010, actualizado para 2011 = N x (1+i ₂₀₁₀ ^E)	-15 315
P	Ajustamento do diferencial PRE ^{FENR} , de 2009 a recuperar nos proveitos permitidos de 2011	-114 091
Q	Ajustamento do diferencial PRE, de 2009 a repercutir nos proveitos permitidos de 2011 [(H) + (P)]	-79 084
i ₂₀₀₈ ^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, acrescida de 1 ponto percentual	2,218%
i ₂₀₀₉ ^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,032%

CUSTOS COM A ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

Aquando da definição das tarifas para 2009, a previsão para o preço médio ponderado de aquisição de energia eléctrica, 69,8 €/MWh, foi bastante superior ao ocorrido, 45 €/MWh.

Quadro 2-31 – Preço médio ponderado da energia eléctrica em Portugal

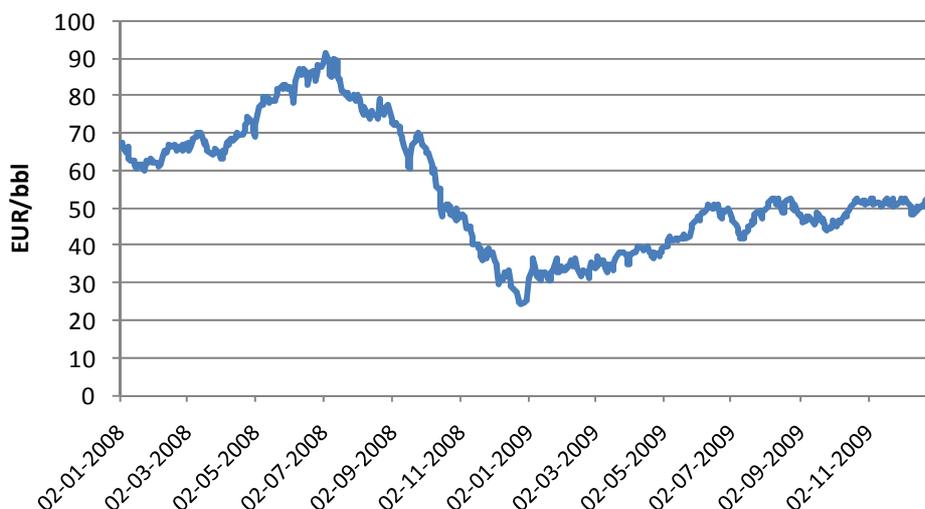
Unidade €/MWh	
Tarifas 2009 valores implícitos nas previsões	2009 Real
69,8	45

Este facto decorreu da inversão substancial verificada nos mercados das *Commodities*, em particular os mercados do petróleo e dos seus derivados, bem como nos mercados do carvão.

Figura 2-10 – Evolução do preço CIF do carvão API # 2 ARA

Fonte: Reuters

Figura 2-11 – Evolução do preço petróleo Brent



Fonte: Reuters

Deste modo, os principais factores que determinam o preço da energia eléctrica, designadamente os preços dos combustíveis e o preço das licenças de emissão de CO₂, apresentaram em 2009 valores significativamente mais baixos do que o previsto. O Quadro 2-32 mostra, contudo, que o índice de produtividade hidroeléctrica foi inferior ao de um ano médio, o que conduziu a que o decréscimo dos preços de energia eléctrica tivesse sido menor.

Quadro 2-32 – Condições de referência para a previsão do preço médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2009

	Tarifas 2009 valores implícitos nas previsões	2009 Real
Carvão (Eur/ton)	95,4	59,0
Petróleo - Brent (EUR/bbl)	75,7	44,0
Gás Natural - Brent (EUR/MWh)	26,0	48,0
Licenças de emissão de CO ₂ (EUR/ton)	27,0	13,1
Índice de Produtibilidade hidroeléctrica	1,0	0,77

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 energia eléctrica calculados com base em custos reais. O ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica referente a 2009 a repercutir nas tarifas de 2011 é de 27 563 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 2-33.

Quadro 2-33 – Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

		Unidade 10 ³ EUR
		2009
+	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes	1 864 260
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais	
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados	1 090 951
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões	96 400
+	Outros custos	35 814
+	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	641 701
+	Incidente 12 Outubro 2009	-606
+	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE	12 206
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	-63 971
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	1 940 437
B	Proveitos facturados com a aplicação da TE a clientes finais	2 988 408
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica (A - B), em 2009	1 047 971
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica actualizados para 2011 [(C) x (1+ i₂₀₀₉^E) x (1+ i₂₀₁₀^E)]	1 092 982
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2009 calculado em 2009 e actualizados para 2011	1 065 419
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica (D - E), em 2009 actualizado para 2011	27 563
i_{2009}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, acrescida de 1 pp	2,2180%
i_{2010}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de 1,25 pp	2,0320%

De salientar o valor referente ao incidente de 12 de Outubro de 2009. Esta situação resulta do facto do CUR nas suas aquisições ter recorrido ao mercado intradiário¹⁷ numa percentagem superior ao aceitável, sendo que o mesmo não foi comunicado em tempo útil ao Gestor do Sistema. Desta forma, o diferencial de custos entre a situação verificada e a situação presumível sem a ocorrência do erro operativo da não

¹⁷ A intervenção no mercado intradiário decorreu de um erro operativo de modulação da procura em mercado diário pela não inclusão da melhor previsão disponível para a PRE.

integração da PRE nas compras a mercado diário, no valor de 606 milhares de euros não é aceite como custo permitido com a aquisição de energia eléctrica.

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 2009 ocorreu um desvio na ordem dos 33 444 milhares de euros. Este desvio actualizado para 2011 atinge o montante de 34 881 milhares de euros.

Quadro 2-34 – Desvio da aditividade tarifária

		Unidade: 10 ³ EUR
		2009
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	4 529 488
+	Energia	2 988 424
+	Uso Global do Sistema	129 005
+	Uso da Rede de Transporte	183 578
+	Uso da Rede de Distribuição	1 081 088
+	Comercialização de Redes	0
+	Comercialização	113 949
B	Proveitos que resultam da facturação	4 496 044
C	Desvio da aditividade tarifária (A) - (B)	33 444
i_{2009}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, acrescida de 1 pp	2,2180%
i_{2010}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de 1,25 pp	2,0320%
D	Desvio da aditividade tarifária actualizado para 2010	34 881

2.8 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 2-35 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2009 definidos em 2008, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2010, com base nos valores verificados em 2009. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos facturados em 2009 e os proveitos permitidos calculados em 2010 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2011.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

Ajustamentos referentes a 2009 no Continente

Quadro 2-35 – Proveitos permitidos em 2009 e ajustamento em 2011

Unidade: 10³ EUR

Proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2008 (tarifas 2009)	Défice tarifário ao abrigo do DL 165/2008	Proveitos Efectivamente facturados em 2009	Proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2010	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio ^[1]	Desvio actualizado para 2011	Incentivos aceites a posteriori	Ajustamento provisório calculado em 2009 e 2010 actualizado para 2011	Ajustamento a repercutir em 2011
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (3)-(4)+(5)	(7) = (6) x (1+i ₂₀₀₉)x(1+i ₂₀₁₀)	(8)	(9)	(10) = (7) - (8) - (9)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	89 096		89 096	178 011	5 236	-94 151	-98 195	-66 170	-32 026
Proveitos permitidos à REN Trading	89 096	0	89 096	178 011	5 236	-94 151	-98 195	-66 170	-32 026
Gestão Global do Sistema (GGS)	334 125		315 640	319 921	0	-4 281	-4 464	-6 187	1 722
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	232 263		232 921	224 617		8 304	8 660	333	8 328
Proveitos permitidos à REN	566 388	0	548 561	544 538	0	4 023	4 196	333	10 050
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	342 166		344 063	307 646	0	36 417	37 981		37 981
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 228 312		1 204 963	1 217 369	7 870	-20 277	-21 147		-21 147
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	1 570 478	0	1 549 026	1 525 015	7 870	16 141	16 834	0	16 834
Compra e Venda de Energia Eléctrica	4 819 620	1 723 151	2 636 770	2 303 396	0	780 843	814 381	831 021	-16 640
Sobrecusto da PRE ^[1]	95 831	447 469	-351 638	396 404		-300 573	-313 482	-234 399	-79 084
CVEE	4 723 788	1 275 682	2 988 408	1 940 437		1 047 971	1 092 982	1 065 419	27 563
Ajustamento da aditividade tarifária				-33 444		33 444	34 881	0	34 881
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)			1 393 766	1 393 766		0	0	0	0
Comercialização (C)	115 114		113 949	108 151		5 798	6 047	0	6 047
Proveitos permitidos à EDP SU	4 934 733	1 723 151	4 144 485	3 805 313	0	786 641	820 428	0	831 021
Total no continente					13 106	712 654	743 263	333	758 664
									-15 734

[1] No caso do sobrecusto da PRE, o desvio resulta da aplicação da seguinte fórmula: (2) + (3) – (4)

3 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Neste capítulo comparam-se os custos e proveitos verificados no ano de 2009 com os valores que tinham sido previstos em 2008 para a determinação das tarifas de energia eléctrica em 2009. Esta análise tem por objectivo não só avaliar o desempenho da EDA, mas também determinar para cada actividade, o ajustamento relativo ao ano de 2009 a repercutir nas tarifas de 2011, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

O ano de 2009 marcou o início do quarto período regulatório na Região Autónoma dos Açores com a introdução de alterações significativas ao nível da metodologia de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização de Energia Eléctrica (CEE). Estas duas actividades passaram a ser reguladas por price-cap aplicado ao OPEX e ao CAPEX.

Na Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) manteve-se a metodologia de aceitação dos custos de exploração reais já utilizada em 2008. Assim, para a determinação dos custos com os fornecimentos e serviços externos, utilizam-se os custos com FSE por energia emitida do ano de 2005 actualizado para 2009 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 acrescentados os custos com as manutenções dos equipamentos produtivos e das comissões relativas às operações de comercialização de licenças de CO₂. Refira-se 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 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 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%.

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. 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.

Esta metodologia foi aplicada à totalidade dos custos com pessoal da EDA para determinar a percentagem de custos com pessoal a aceitar. Desta forma, para o ano de 2009, foram aceites a totalidade dos custos com pessoal da EDA para a actividade de AGS.

3.1 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 27 599/2009, de 24 de Dezembro, o ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de AGS, relativos a 2009, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 119 764 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 2009, de 97 001 milhares de euros, adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de -283 milhares de euros e deduzido dos ganhos a transferir para os consumidores resultantes da aplicação do mecanismo de optimização da gestão das licenças de CO₂ no montante de -1 696 milhares de euros. Este desvio é actualizado para 2011 aplicando-se as taxas EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários de 2009, acrescida de *spread* de 1,0% e EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano 2010, acrescida de *spread* de 1,25%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2009 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 2009, no montante de 68 277 milhares de euros;
- Compensação pela convergência tarifária de 48 142 milhares de euros;
- Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA, no montante de 3 346 milhares de euros;

O Quadro 3-1 permite comparar os valores verificados em 2009 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2009 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2011.

Quadro 3-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

		2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SIA	18 681	18 750	-69	-0,4%
b	Amortizações do activo fixo, líquidas das amortizações dos activos participados	10 087	10 687	-600	-5,6%
c	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	139 084	166 820	-27 736	-16,6%
d	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	7,55	7,55		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	36 294	37 273	-980	-2,6%
f	Custos com o fuel aceites pela ERSE	39 470	65 925	-26 455	-40,1%
g	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	5 452	9 407	-3 954	-42,0%
h	Custos com a promoção do desempenho ambiental	21	105		
i	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	12 600	12 600	0	0,0%
1	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	97 001	123 328	-24 149	-19,6%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	68 277			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	48 142			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	3 346			
5	Proveitos recuperados na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	119 764			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-283			
7	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, no ano t-2	-1 696			
8	Desvio de 2009	24 176			
9	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009 + spread	2,218%			
10	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 + spread	2,032%			
11	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativos a 2009	25 215			

3.1.1 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 inferiores aos previstos em cerca de 0,4%. Tal é explicado pelos decréscimos verificados ao nível das quantidades adquiridas de energia geotérmica em cerca de -5,1%, de energia hídrica em -5,3% apesar do acréscimo significativo ao nível da energia eólica em 40,2%. O acréscimo do preço unitário de aquisição das energias renováveis atingiu os 0,2% (Quadro 3-2).

Quadro 3-2 - Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo Unitário (€/MWh)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2009	T2009	Δ%	2009	T2009	Δ%	2009	T2009	Δ%
Geotérmica	161 722	170 382	-5,1%	86,70	86,50	0,2%	14 021	14 738	-4,9%
Hídrica	22 423	23 670	-5,3%	86,64	86,50	0,2%	1 943	2 047	-5,1%
Eólica	31 123	22 200	40,2%	86,80	86,50	0,3%	2 701	1 920	40,7%
Térmica	83	210	-60,2%	78,97	86,46	-8,7%	7	18	-63,7%
Biogás	116	303	-61,8%	78,97	86,46	-8,7%	9	26	-65,1%
Total	215 468	216 765	-0,6%	86,70	86,50	0,2%	18 681	18 750	-0,4%

3.1.2 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar (-16,6%), resulta da conjugação dos seguintes factores:

- Menor investimento no ano do que o previsto (-49,8%) e conseqüentemente menor valor de imobilizado transferido para a exploração (-96,7%);
- Acréscimo do valor das amortizações acumuladas (1,5 %).

A redução significativa ao nível do investimento deveu-se essencialmente à não realização/adiamento dos seguintes investimentos relativamente ao que haviam sido previstos em 2008 para as tarifas de 2009:

- Ampliação da Central Térmica do Caldeirão, em São Miguel (-3,4 milhões de euros);
- Instalação de sistemas de desnitrificação nos Grupos V a X da Central Térmica do Belo Jardim, na Terceira (-6,4 milhões de euros);
- Ampliação da Central Térmica do Belo Jardim, na Terceira (-2,3 milhões de euros);
- Ampliação da Central Térmica do Caminho Novo – Grupo XI, em São Jorge (-0,6 milhões de euros);
- Construção da Nova Central das Flores (-4,5 milhões de euros).

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

Quadro 3-3 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2009	Tarifas 2009	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custo técnicos ^[1]	18 093	36 054	-49,8%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	274 153	290 540	-5,6%
Investimento Directo	341	243	40,3%
Transferência p/ exploração	1 133	33 965	-96,7%
Reclassificações, alienações e abates	10 271	1 219	
Saldo Final (2)	285 897	325 967	-12,3%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	104 821	107 738	-2,7%
Amortizações do Exercício	11 893	12 532	
Regularizações e abates	5 565	181	
Saldo Final (4)	122 279	120 452	1,5%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	28 294	28 261	0,1%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 807	1 846	
Saldo Final (6)	26 487	26 415	0,3%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2007 (7) = (1) - (3) - (5)	141 038	154 541	
Valor de 2008 (8) = (2) - (4) - (6)	137 131	179 100	
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	139 084	166 820	-16,6%

Nota: ^[1] Exclui os custos associados às licenças de CO₂.

3.1.3 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

O desvio ocorrido ao nível dos custos de exploração nesta actividade, relativamente ao previsto para tarifas 2009 foi de -26,2%.

Quadro 3-4 - Custos de exploração na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

	Tarifas 2009	Real 2009	Desvio	2009 ERSE	Diferença 2009 ERSE - Tarifas 2009		Diferença 2009 ERSE - Real 2009	
	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	5) = [(4) / (1)] x 100	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
Custos de Exploração								
Fuel	65 925	39 442	-40,2%	39 470	-26 455	-40,1%	28	100,1%
Gasóleo	10 612	9 445	-11,0%	9 445	-1 167	-11,0%	0	100,0%
Lubrificantes e Amónia	2 573	1 707	-33,6%	1 707	-866	-33,6%	0	100,0%
Materiais Diversos	1 841	3 713	101,7%	3 713	1 872	101,7%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 438	4 868	99,6%	4 435	1 997	81,9%	-433	91,1%
Pessoal	10 374	11 526	11,1%	11 526	1 152	11,1%	0	100,0%
Outros Custos ¹⁾	192	166	-13,2%	153	-38	-20,0%	-13	92,2%
Licenças de CO ₂	9 243	5 313	-42,5%	5 313	-3 930	-42,5%	0	100,0%
Total (1)	103 198	76 181	-26,2%	75 764	-27 434	-26,6%	-418	99,5%
Custos de Investimento (TPE)								
Materiais Diversos	0	3	-	3	3	-	0	-
Fornecimentos e Serviços Externos	217	366	68,9%	366	149	68,9%	0	100,0%
Pessoal	366	231	-36,9%	231	-135	-36,9%	0	100,0%
Outros Custos	30	10	-67,6%	10	-20	-67,6%	0	100,0%
Total (2)	613	610	-0,5%	610	-3	-0,5%	0	100,0%
Custos Totais								
Fuel	65 925	39 442	-40,2%	39 470	-26 455	-40,1%	28	100,1%
Gasóleo	10 612	9 445	-11,0%	9 445	-1 167	-11,0%	0	100,0%
Lubrificantes e Amónia	2 573	1 707	-33,6%	1 707	-866	-33,6%	0	100,0%
Materiais Diversos	1 841	3 716	101,8%	3 716	1 875	101,8%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 655	5 235	97,1%	4 802	2 147	80,8%	-433	91,7%
Pessoal	10 740	11 756	9,5%	11 756	1 016	9,5%	0	100,0%
Outros Custos	222	176	-20,6%	163	-59	-26,4%	-13	92,6%
Total (3) = (1) + (2)	94 568	71 478	-24,4%	71 061	-23 508	-24,9%	-418	99,4%

Notas: ¹⁾ 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.

3.1.4 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 2009, previa-se que os custos com a aquisição de combustíveis, lubrificantes e amónia representassem cerca de 84,2% dos custos aceites na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema. Na realidade, em 2009 estes custos representaram 71,9% dos custos aceites. Deste montante, cerca de 78,0% correspondeu ao fuelóleo e 18,7% ao gasóleo.

O Quadro 3-5 apresenta a diferença entre os custos com combustíveis previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 3-5 - Custos com combustíveis previstos e verificados

	2009 em 2008 EDA	Tarifas 2009	2009 EDA real	2009 ERSE real	2009 EDA real/ Tarifas 2009	2009 ERSE real/ Tarifas 2009	2009 EDA real/ 2009 em 2008 EDA
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = [(3) - (2)] / (2)	(6) = [(4) - (2)] / (2)	(7) = [(3) - (1)] / (1)
	10 ³ EUR				%		
Fuelóleo	65 925	65 925	39 470	39 470	-40,1%	-40,1%	-40,1%
Gasóleo	10 612	10 612	9 445	9 445	-11,0%	-11,0%	-11,0%
Total	76 537	76 537	48 916	48 916	-36,1%	-36,1%	-36,1%

Observa-se que em 2009 (“2009 ERSE real”) os custos com os combustíveis foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2009, em 36,1% (-27,6 milhões de euros). Os custos com o fuelóleo foram os que apresentaram uma maior diferença, inferiores em 40,1% e os custos com o gasóleo foram inferiores em 11,0%.

O Quadro 3-6 apresenta em termos unitários a mesma comparação do que o Quadro 3-5.

Quadro 3-6 - Custos unitários

	2009 em 2008 EDA	Tarifas 2009	2009 EDA real	2009 ERSE real	2009 EDA real/ Tarifas 2009	2009 ERSE real/ Tarifas 2009	2009 EDA real/ 2009 em 2008 EDA
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = [(3) - (2)] / (2)	(6) = [(4) - (2)] / (2)	(7) = [(3) - (1)] / (1)
	10 ³ EUR				%		
Fuelóleo (EUR/t)	518,5	518,5	345,0	345,0	-33,5%	-33,5%	-33,5%
Gasóleo (EUR/kl)	689,7	689,7	445,3	445,3	-35,4%	-35,4%	-35,4%

Em termos unitários, as diferenças entre os custos previstos nas Tarifas 2009 e os verificados são superiores ao observado em termos totais. Assim, os custos unitários aceites pela ERSE são 33,5% inferiores aos previstos no caso do fuelóleo e inferiores em 35,4% no caso do gasóleo. Para este desvio contribuiu a redução do preço médio de aquisição do fuel e do gasóleo que se verificaram em termos mundiais no ano de 2009.

O Quadro 3-7 mostra que a diferença entre os valores previstos da produção das centrais é inferior ao realizado em cerca de 7,4%, motivado pelo desvio da produção com origem nas centrais térmicas a fuelóleo (-11,7%), enquanto a produção das centrais térmicas a gasóleo cresceu em 45,8%.

Quadro 3-7 - Produção e consumo específico RAA

	Tarifas 2009 GWh	2009 EDA real GWh	(3) = [(2) - (1)] / (1)	Tarifas 2009 g/kWh	2009 EDA real g/kWh	(6) = [(5) - (4)] / (4)
	(1)	(2)		(4)	(5)	
Fuelóleo	613	541	-11,7%	207,3	211,4	2,0%
Gasóleo	50	72	45,8%	310,5	293,5	-5,5%
Total	663	614	-7,4%	-	-	-

No caso dos consumos específicos, a diferença é positiva nas centrais a fuelóleo (2,0%) e negativa nas centrais a gasóleo (-5,5%).

Deste modo, a diferença entre os custos com combustíveis previstos e os verificados decorre do facto dos custos com os combustíveis terem sido significativamente inferiores ao previsto para tarifas de 2009, a par da redução das quantidades consumidas e da produção relativamente ao previsto.

3.1.4.1 LICENÇAS DE CO₂

Em 2009, os custos associados às licenças utilizadas de CO₂ atingiram os 5 313 milhares de euros correspondendo à utilização de 362 926 ton de CO₂. O quadro seguinte evidencia a movimentação das licenças de CO₂ durante o ano de 2009.

Quadro 3-8 - Movimentos das licenças de CO₂

	Quantidade (Kton)	Valor unitário (EUR/ton)	Valor 10 ³ EUR
Licenças atribuídas	477,9	14,64	6 996
Licenças adquiridas	0,0	0,00	0
Licenças utilizadas	362,9	14,64	5 313
do ano anterior	0,0	0,00	0
atribuídas no ano	362,9	14,64	5 313
adquiridas no ano		0,00	0
Licenças vendidas	118,9	14,52	1 726

O ano de 2009 foi o segundo em que se procedeu à 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 CO₂. As operações SWAP realizadas pela EDA resultaram na transferência de 30,4 milhares de euros para os consumidores, sendo deduzida aos proveitos permitidos para 2011 por via do ajustamento referente ao ano de 2009.

3.1.4.2 RESTANTES CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

O montante de custos reais não aceites para efeitos de regulação, atingem os 446 milhares de euros sendo 433 milhares de euros referentes a fornecimentos e serviços externos e 13 milhares de euros referentes a outros custos. Conforme referido anteriormente a aceitação dos custos com os fornecimentos e serviços externos está condicionada à evolução do custo com FSE por energia emitida no período 2005-2009 de acordo com a inflação ocorrida em cada um dos anos e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano. Aos custos apurados por esta metodologia, são adicionados os custos incorridos com as manutenções dos equipamentos produtivos e das comissões relativas às operações de comercialização de licenças de CO₂ (conforme artigo 10º do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de Abril).

3.1.5 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 3-9. Este desvio resulta do facto de em 2009 as licenças de CO₂ utilizadas pela EDA terem sido bastante inferiores às previstas nas tarifas de 2009.

Quadro 3-9 - Outros proveitos da AGS

	2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	0	0	0	-
Outros Proveitos Operacionais	5 452	9 407	-3 954	-42,0%
Total	5 452	9 407	-3 954	-42,0%

3.1.6 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

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

Ajustamentos referentes a 2009 na Região Autónoma dos Açores

Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA. Em 2009 este ajustamento foi de 4 102 milhares de euros.

Quadro 3-10 - Calculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

		Unidade: 10 ³ EUR
		2009
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	98 120
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	68 277
3	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.	23 664
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	2 409
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	4 053
6=1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-283

3.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 3 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de Dezembro, o ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativos a 2009, é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2009 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 89.º aos valores realmente verificados em 2009.

O Quadro 3-11 permite comparar os valores verificados em 2009 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2009 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2011.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

Ajustamentos referentes a 2009 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

	2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
			10 ³ EUR	%
Componente variável unitária dos proveitos em AT/MT, em Euros por kWh	0,019494	0,019494	0,000000	0,0%
Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição em AT/MT (MWh)	792 591	840 154	-47 563	-5,7%
Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh	0,044573	0,044573	0,000000	0,0%
Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição em BT (MWh)	472 961	493 773	-20 812	-4,2%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	59	70	-11	-16,2%
Spread no ano t-1, em pontos percentuais				
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	2 682	2 682	0	0,0%
1 Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 908	35 774	-11	0,0%
2 taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009 + spread	2,218%			
3 taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 + spread	2,032%			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0	0	0	0,0%
Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	792 591	840 154	-47 563	-5,7%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	1	44	-43	-97,6%
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em AT e MT relativos ao ano t-2	1 239	1 239	0	0,0%
4 Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT	14 213	15 183	-970	-6,4%
5 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	9 983			
6 Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em AT/MT	4 765			
7 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	0			
8 Proveitos recuperados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT	14 748			
9 Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT e MT, relativos a 2009	559			
Reposição do desvio de quantidades em MT	464			
Reposição do desvio de quantidades em MT, actualizado para 2011	484			
10 Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT e MT, relativos a 2009, corrigido do desvio de quantidades	75			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,044573	0,044573	0,000000	0,0%
Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	472 961	493 773	-20 812	-4,2%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	58	26	32	121,9%
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	1 443	1 443	0	0,0%
11 Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	19 696	20 592	-896	-4,4%
12 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	13 680			
13 Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	5 831			
14 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	736			
15 Proveitos recuperados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	20 248			
16 Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, relativos a 2009	576			
Reposição do desvio de quantidades em BT	464			
Reposição do desvio de quantidades em BT, actualizado para 2011	484			
17 Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, relativos a 2009, corrigido do desvio de quantidades	92			

3.2.1 ENERGIA ELÉCTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O ano de 2009 caracterizou-se por uma retracção dos fornecimentos de energia eléctrica na RAA, acompanhando a conjuntura internacional desfavorável. Em 2009, a taxa de crescimento da procura de electricidade na RAA situou-se nos 0,4%, contrastando com a taxa de crescimento da procura ocorrida entre 2002 e 2008 de cerca de 6,1%.

O Quadro 3-12 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2009, que se situaram em -5,7% e -4,2%, respectivamente.

Quadro 3-12 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unid: MWh

	Real 2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
			10 ³ EUR	%
Redes de MT	792 591	840 154	-47 563	-5,7%
Redes de BT	472 961	493 773	-20 812	-4,2%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para a BT é de 7,98%.

REPOSIÇÃO DO DESVIO DAS QUANTIDADES

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação e de um factor de eficiência determinado no início do período regulatório. Os proveitos a proporcionar nesta actividade dependem essencialmente da energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição e da ocorrência de eventuais custos de política ambiental aceites no âmbito do Programa de Promoção do Desempenho Ambiental.

A variação dos proveitos da actividade de Distribuição da EDA está pois, sujeita quase exclusivamente à volatilidade da evolução da procura de electricidade. A conjuntura económica desfavorável conduziu a uma retracção acentuada da procura de electricidade (0,4% de acréscimo entre 2008 e 2009) e a um desvio negativo dos proveitos obtidos pela aplicação da componente variável unitária dos proveitos de cerca de 1,9 milhões de euros (Quadro 3-13).

Quadro 3-13 – Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros

		Cálculo das tarifas de 2009	Cálculo das tarifas de 2011	Diferença	Diferença em %
		2009	2009	2009	2009
(1)	Energia distribuída (MWh)				
	MT	840 154	792 591	-47 563	-5,7%
	BT	493 773	472 961	-20 812	-4,2%
(2)	Parâmetros (€/MWh)				
	MT	19,494	19,494	0,000	0,0%
	BT	44,573	44,573	0,000	0,0%
[(1)*(2)/1000]	Proveitos por energia entregue (Mil EUR)	38 387	36 532	-1 855	-4,8%
	MT	16 378	15 451	-927	-5,7%
	BT	22 009	21 081	-928	-4,2%

Face à estagnação da procura de electricidade e após a ponderação de várias alternativas optou-se por adoptar para os proveitos de 2009 uma metodologia que permita mitigar os impactos da referida retracção da procura. Após a ponderação de várias alternativas optou-se por considerar apenas um efeito de 50% entre a energia prevista e a real para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos.

Esta opção teve em consideração que na determinação dos parâmetros a vigorar no período de regulação de 2009 a 2011, o peso dos custos com capital¹⁸ representavam 57,4% do total dos proveitos permitidos de 2009, tal como se pode verificar no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 – Estrutura dos Proveitos permitidos considerados em Tarifas 2009

	Tarifas 2009	
	10 ³ EUR	Peso
Custo com capital	22 051	57,44%
Custos controláveis líquidos de proveitos	16 336	42,56%
	38 387	100,00%

O valor apurado relativo à reposição do desvio de quantidades na actividade de DEE ascende a 927,4 milhares de euros, sendo 463,6 milhares de euros em AT/MT e 463,8 milhares de euros em BT. Estes montantes são actualizados para 2011 através da aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2009 e em 2010 (até 15 de Novembro), acrescida de um *spread* de 1 p.p. em 2009 e de 1,25 p.p. em 2010.

¹⁸ Os quais dependem, numa perspectiva de médio e longo prazo, da evolução da procura.

3.2.2 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Os custos aceites pela ERSE relacionados com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA) ascendem a 58 611 euros, conforme apresentado no Quadro 3-15. A justificação do valor aceite encontra-se no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2009”.

Quadro 3-15 - Custos aceites do PPDA executado em 2009

Empresas - Medidas	Previsão	Realização		Total de custos para tarifas	Desvio	
		Distribuição MT	Distribuição BT		EUR	%
Formação em matérias de natureza ambiental	13 000,00	1 065,22	0,00	1 065,22	-11 934,78	8%
Integração paisagística de SE	10 000,00	0,00	0,00	0,00	-10 000,00	0%
Integração paisagística de PT e PS	50 500,00	0,00	57 546,10	57 546,10	7 046,10	114%
Integração paisagística da rede BT e MT	30 000,00	0,00	0,00	0,00	-30 000,00	0%
SGA na exploração da distribuição	20 000,00	0,00	0,00	0,00	-20 000,00	0%
Medidas de correcção à rede de transporte e distribuição	80 000,00	0,00	0,00	0,00	-80 000,00	0%
Mapeamento dos troços de rede mais utilizados pelo estorninho-malhado	10 000,00	0,00	0,00	0,00	-10 000,00	0%
Projecto CEM com a FFUL (EDA)	44 000,00	0,00	0,00	0,00	-44 000,00	0%

3.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 3 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2009 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 90.º aos valores realmente verificados em 2009. Esse ajustamento resulta exclusivamente da variação do número médio de clientes relativamente ao estimado.

O Quadro 3-16 permite comparar os valores verificados em 2009 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2009 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2011.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

Ajustamentos referentes a 2009 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-16 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

	2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
			10 ³ EUR	%
Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente	474,722	474,722	0,000	0,0%
Número médio de clientes MT da concessionária do transporte e distribuição da RAA	653	641	12	1,9%
Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente	36,547	36,547	0	0,0%
Número médio de clientes BT da concessionária do transporte e distribuição da RAA	116 051	118 234	-2 183	-1,8%
Contadores 2008 - Valor a devolver à tarifa	-637	-637	0	0,0%
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	1 972	1 972	0	0,0%
1 Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	1 942	2 016	-74	0
2 taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009 + spread	2,218%			
3 taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 + spread	2,032%			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	474,722	474,722	0,000	0,0%
Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	653	641	12	1,9%
Contadores 2008 - Valor a devolver à tarifa	-67	-67	0	0,0%
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-1 156	-1 156	0	0,0%
4 Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT	1 399	1 393	6	0,4%
5 Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	192			
6 Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	1 156			
7 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	-3			
8 Proveitos recuperados na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT	1 346			
9 Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, relativos a 2009	-55			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	36,547	36,547	0,000	0,0%
Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	116 051	118 234	-2 183	-1,8%
Contadores 2008 - Valor a devolver à tarifa	-570	-570	0	0,0%
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	3 128	3 128	0	0,0%
10 Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	543	623	-80	-12,8%
11 Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	2 217			
12 Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	-1 575			
13 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	-27			
14 Proveitos recuperados na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	615			
15 Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, relativos a 2009	75			

O Quadro 3-17 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2008 para cálculo das tarifas de 2009 e o número ocorrido em 2009.

Quadro 3-17 - Número médio de clientes

	Real 2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
			10 ³ EUR	%
Clientes MT	653	641	12	1,9%
Clientes BT	116 051	118 234	-2 183	-1,8%
Total	116 704	118 875	-2 171	-1,8%

3.4 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Da análise do Quadro 3-18 verifica-se que, os proveitos permitidos recalculados no ano 2010, com base em valores verificados em 2009, foram inferiores aos proveitos permitidos a proporcionar em 2009 definidos em 2008 em cerca de 17,0%. Esta diferença resulta sobretudo do desvio ocorrido ao nível da actividade de AGS (-19,6%) resultante do diferencial do preço unitário de aquisição do fuelóleo.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

Ajustamentos referentes a 2009 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-18 - Proveitos permitidos em 2009 e ajustamento em 2011, na RAA

Unidade: 10⁶ EUR

Proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2008 (Tarifas 2009)	Proveitos recuperados em 2009, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2009	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios	Proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2010	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2011	Reposição do desvio de quantidades	Reposição do desvio de quantidades, actualizado para 2011	Ajustamento a repercutir em 2011, corrigido do desvio de quantidades	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1+++spread) x (1+++spread)	(9)	(10) = (9) x (1+++spread) x (1+++spread)	(11) = (9) - (10)	
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	123 328	68 277	48 142	3 346	-1 696	97 001	-283	25 215		25 215	
Distribuição de Energia Eléctrica	35 774	23 664	10 596	736		33 908		1 135	927	167	
Comercialização de Energia Eléctrica	2 016	2 409	-419	-29		1 942		20		20	
Proveitos permitidos à EDA	161 119	94 350	58 319	4 053	-1 696	132 852	-283	26 369	927	967	25 402

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (158 135 milhares de euros¹⁹) durante 2009 pela EDA, são inferiores ao previsto (161 119 milhares de euros) em cerca de 1,9%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2009 são cerca de 17,0% inferiores aos calculados para Tarifas 2009, o desvio de 2009 atinge os 26 211 milhares de euros.

O ajustamento a devolver pela EDA em 2011 relativamente ao ano de 2009 actualizado para 2011 aplicando-se as taxas EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários de 2009, acrescida de *spread* de 1,0% e EURIBOR a três meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Dezembro do ano 2010, acrescida de *spread* de 1,25%, será de 25 402²⁰ milhares de euros.

¹⁹ $158\,135 = 94\,340 + 58\,319 + 4\,053 + (-283) - (-1\,696)$

²⁰ Um ajustamento positivo significa valor a pagar pela empresa.

4 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No presente capítulo é calculado o ajustamento relativo a 2009 a repercutir nas tarifas de 2011, 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 2009 e os valores aceite pela ERSE no cálculo das tarifas para 2009.

O ano de 2009 marcou o início do quarto período regulatório na Região Autónoma da Madeira com a introdução de alterações significativas ao nível da metodologia de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização de Energia Eléctrica (CEE). Estas duas actividades passaram a ser reguladas por *price-cap* aplicado ao *OPEX* (*operational expenditures*) e ao *CAPEX* (*capital expenditures*). A regulação da actividade de AGS manteve-se inalterada face aos anteriores períodos regulatórios, ou seja, uma regulação por custos aceites acrescida de uma remuneração da base de activos.

4.1 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.

O Quadro 4-1 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de AGS relativos ao ano de 2009, tendo-se apurado o valor de + 28 739 milhares de euros²¹. São apresentados igualmente, os parâmetros definidos para o cálculo dos proveitos permitidos da actividade de AGS para 2009.

O desvio de +27 556 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -15 525 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2009 por aplicação das tarifas no Continente (79 490 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2010 (95 015 milhares de euros).
- +38 968 milhares de euros referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- +2 910 milhares de euros relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.

²¹ Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

- -372 mil euros referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- +1 575 milhares de euros referentes ao proveito da gestão das licenças de emissão de CO₂ e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2009 E 2010 A REPERCUTIR EM 2011

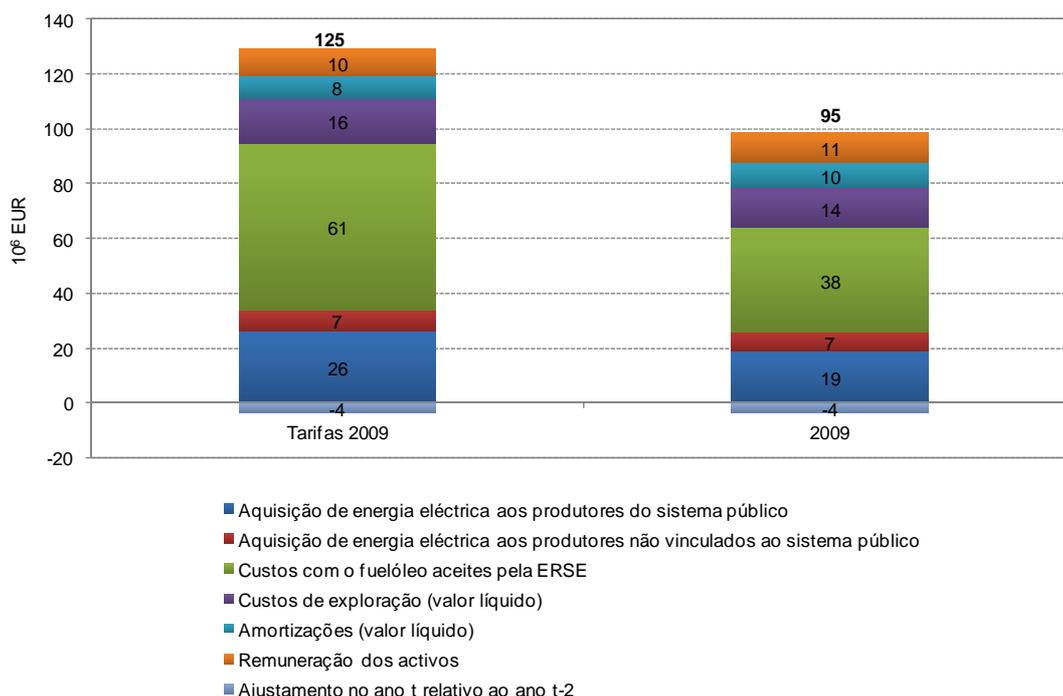
Ajustamentos referentes a 2009 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

		2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	9 501	8 073	1 428	17,7%
b	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	143 190	128 446	14 744	11,5%
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)	7,55%	7,55%	0 p.p.	
d	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SPM	19 005	26 418	-7 413	-28,1%
e	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SIM	6 669	7 477	-808	-10,8%
f	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	14 469	16 407	-1 938	-11,8%
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	38 077	60 788	-22 711	-37,4%
h	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	0	0	0	
i	Custos com a promoção do desempenho ambiental	17	141	-124	-88,0%
j	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	3 532	3 532	0	0,0%
$1 = a + b \cdot c + d + e + f + g - h + i - j$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	95 015	125 468	-30 453	-24,3%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	79 490			
3	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	38 968			
4	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	2 910			
5	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	-372			
6	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização	-1 575			
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, + 1 pp	2,218%			
8	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, + 1,25 pp	2,032%			
$9 = [2 + 3 + 4 - (1 + 6 - 5)] * [1 + (7) / 100] * [1 + (8) / 100]$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano de 2009	28 739			

Na Figura 4-1 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS, que apresentam um decréscimo de 24% entre os valores de 2009 e os valores das tarifas para 2009. As rubricas com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2009 como em Tarifas de 2009, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE e a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público.

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



4.1.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 4-2 apresenta os movimentos no activo líquido a remunerar da actividade de AGS.

O activo líquido médio de 2009 apresenta um desvio positivo de 11,5% entre os valores verificados em 2009 e os valores de tarifas para 2009. A justificação para o movimento atrás descrito resulta de um valor líquido de 2009, verificado em 2009, superior ao valor das tarifas para 2009 em cerca de 22% e de um ligeiro acréscimo no valor líquido de 2008 de cerca de 1,4%.

O total dos investimentos a custos técnicos apresenta um desvio de cerca de +75% entre os valores verificados e os valores de tarifas para 2009. Este movimento é justificado pelo facto de no processo de cálculo das tarifas para 2009 não se encontrar prevista a construção, por parte da EEM, da nova central

térmica da Ilha da Madeira (Central Térmica da Vitória – CTV III) uma vez que, não estando aprovado o novo enquadramento legislativo do sector eléctrico da RAM, a responsabilidade pela sua construção estava alocada a uma diferente estrutura societária. O projecto de Ampliação do Sistema Hidroeléctrico da Calheta, considerado como o investimento principal aquando o processo de tarifas para 2009, sofreu um atraso justificado por uma alteração no projecto, o que conduziu à realização de novos estudos de trabalhos de prospecção geotécnica e conseqüentemente, ao seu diferimento.

Para além dos investimentos ao nível da CTV III referidos anteriormente, os principais investimentos realizados nesta actividade ocorreram ao nível da CTV I e II com grandes intervenções ao nível dos Grupos Electrogéneos que implicaram a substituição dos principais componentes mecânicos permitindo o prolongamento da vida útil de seis grupos, à instalação de equipamentos para tratamento óleo de dois grupos e a realização de um relatório de segurança e o Plano de Emergência Externo. Adicionalmente, como principais investimentos refiram-se a Ampliação do Sistema Hidroeléctrico da Calheta, tal como mencionado anteriormente, e os investimentos em mini-hídricas que comportaram a recuperação e reconstrução de canais.

Quadro 4-2 - Movimentos no activo líquido a remunerar²²Unidade: 10³ EUR

	2009	Tarifas 2009	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	33 288	19 081	74,5%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	361 018	359 336	
Investimento Directo	4 334	5 808	
Transferências para Exploração	28 996	296	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	394 348	365 439	7,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	200 147	200 051	
Amortizações do Exercício	12 957	11 496	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (4)	213 104	211 546	0,7%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	29 595	29 854	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortização do ano	3 456	3 422	
Saldo Final (6)	26 140	26 431	-1,1%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2008 (7) = (1) - (3) - (5)	131 275	129 431	1,4%
Valor de 2009 (8) = (2) - (4) - (6)	155 105	127 461	21,7%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	143 190	128 446	11,5%

4.1.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**4.1.2.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SPM**

No Quadro 4-3 analisa-se a aquisição de energia eléctrica efectuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades, de custo e respectivo preço médio. O decréscimo de cerca de 20% no preço médio da aquisição de energia eléctrica a outros produtores do SPM resulta do decréscimo de 28,1% no custo desta energia e de um decréscimo nas quantidades adquiridas de cerca de 10%, face aos valores de tarifas para 2009.

²² As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do activo.

Quadro 4-3 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM

	2009	Tarifas 2009	Desvio (2009-Tarifas 2009)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM (MWh)	188 602	210 000	-21 398	-10,2%
Preço Médio (€/MWh)	100,8	125,8	-25	-19,9%
Custo Total (10³ EUR)	19 005	26 418	-7 413	-28,1%

4.1.2.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SIM

O Quadro 4-4 apresenta os custos permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM (SIM), comparando os valores verificados em 2009 com os aceites para tarifas para 2009. O decréscimo de cerca de 11% no custo de aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial resulta do decréscimo de cerca de 10% no preço médio desta energia e de um decréscimo nas quantidades adquiridas de 1,3%, face aos valores de tarifas para 2009.

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

	2009	Tarifas 2009	Desvio (2009-Tarifas 2009)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM (MWh)	79 535	80 600	-1 064,9	-1,3%
Preço Médio (€/MWh)	83,9	92,8	-8,9	-9,6%
Custo Total (10³ EUR)	6 669	7 477	-808	-10,8%

No Quadro 4-5 é analisada a aquisição de energia eléctrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2009 com os valores das tarifas para 2009. A queda no preço médio da aquisição de energia eléctrica ao SIM em torno dos 10% resulta de uma descida no preço médio da energia de origem hídrica e eólica e de uma ligeira subida no preço médio da energia proveniente de outras fontes, adquirida pela empresa em regime especial. De entre os diversos tipos de produção em regime especial analisados, o preço médio da energia eólica foi o que apresentou um maior desvio no período em análise (-19,4%). Globalmente, assistiu-se a um desvio negativo na quantidade de energia adquirida ao SIM de 1,3%, sendo que apenas a energia de origem hídrica apresentou um desvio positivo em termos de quantidade, entre os valores verificados e os valores de tarifas para 2009.

Quadro 4-5 - Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM

	2009					Tarifas 2009					Variação 2009/Tarifas 2009		
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	MWh	10 ³ EUR	€/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições ao SIM	78 354	1 181	79 535	6 669	83,9	79 500	1 100	80 600	7 477	92,8	-1,3%	-10,8%	-9,6%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	4 648		4 648	466	100,2	4 000		4 000	410	102,6	16,2%	13,5%	-2,3%
Eólica	36 905	1 174	38 079	3 152	82,8	37 500	1 100	38 600	3 967	102,8	-1,3%	-20,5%	-19,4%
Geotérmica													
Outros	36 801	7	36 808	3 051	82,9	38 000		38 000	3 100	81,6	-3,1%	-1,6%	1,6%

4.1.3 CUSTOS COM OS COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição de combustíveis têm assumido um peso importante nos custos totais de produção de energia eléctrica da EEM. Na determinação das tarifas para 2009, previu-se que os custos com a aquisição de combustíveis, fuelóleo, gasóleo e lubrificantes representassem 54% dos custos aceites para efeitos de regulação. Em termos reais, este valor representou 45% do total dos custos aceites, consequência de uma diminuição das quantidades consumidas e do respectivo preço médio. Registe-se que a quase totalidade dos custos com combustíveis diz respeito a custos com fuelóleo sendo que, em 2009, o peso destes custos no tal dos combustíveis foi de 95%.

O Quadro 4-6 permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados, bem como as quantidades consumidas previstas e verificadas e seus respectivos preços médios.

Quadro 4-6 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2009 previstos e verificados

	Custo total (10 ³ EUR)				Quantidades (t ou kl)				Custo unitário (EUR/t ou EUR/kl)		
	Verificado	Previsto	Variação		Verificado	Previsto	Variação		Verificado	Previsto	Variação
	(1)	(2)	(1) - (2)	[(1) - (2)/ (2)]	(1)	(2)	(1) - (2)	[(1) - (2)/ (2)]	(3)	(4)	[(3) - (4)/ (4)]
Fuelóleo	38 077	60 788	-22 711	-37,4%	126 911	141 701	-14 790	-10,4%	300	429	-30,1%
Gasóleo	754	1 651	-897	-54,3%	1 547	2 503	-956	-38,2%	487	660	-26,1%
Óleo	1 188	1 648	-460	-27,9%	1 027	1 259	-233	-18,5%	1 157	1 309	-11,6%

Os custos com o fuelóleo foram inferiores ao previsto em cerca de 23 milhões de euros, o que corresponde a uma diferença de 37%. Esta redução foi explicada essencialmente pela redução do custo unitário.

O custo total com gasóleo verificado foi igualmente inferior ao previsto (-0,9 milhões de euros). A redução de quantidades (-38,2%) justifica cerca 70% do decréscimo no custo total.

A mesma evolução ocorreu no consumo de óleo apresentando uma diferença de cerca de -28% (-0,5 milhões de euros) no custo total. A redução de quantidades (-18,5%) justifica mais de 50% deste decréscimo.

4.1.4 LICENÇAS DE CO₂

A aplicação do mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ na EEM conduziu ao apuramento de um proveito no montante de 1 575 milhares de euros. A justificação da aplicação do mecanismo encontra-se no documento “Aplicação em 2009 dos mecanismos constantes do Despacho n.º 11 210/2008 – Empresa de Electricidade da Madeira”.

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

METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS REAIS ACEITES

No processo de fixação dos proveitos permitidos da EEM nas tarifas para 2009, a ERSE considerou os valores aceites em Tarifas para 2008, sobre os quais incidiu o valor da inflação prevista para 2009 (+2,5%) e impôs uma eficiência de 1% nos custos controláveis da EEM²³, 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 controláveis²⁴ aceites pela ERSE para o cálculo do ajustamento de 2009 não podem ser superiores aos valores definidos para tarifas em 2009.

Os valores de custos de exploração controláveis apresentados pela EEM como valores ocorridos em 2009 são superiores aos estipulados para tarifas para 2009. Como tal, a ERSE considerou como custos controláveis os valores anteriormente aceites para tarifas para 2009, corrigidos da inflação verificada em 2009 (+1,0%). Ao valor de FSE apurado através da metodologia descrita anteriormente foi adicionado o valor da frota automóvel (+101 milhares de euros) e os custos com a gestão das licenças de CO₂ e comissões pelas transacções das mesmas (+43 milhares de euros).

A excepção à aplicação da metodologia apresentada é verificada na rubrica Custos com Pessoal. A rubrica Custos com pessoal de 2009 foi calculada, tendo em conta a metodologia utilizada pela ERSE para apuramento dos custos com pessoal em cada processo de cálculo das tarifas:

²³ Com excepção dos Custos com pessoal.

²⁴ Materiais diversos, Fornecimentos e Serviços Externos, Custos com pessoal e Outros custos operacionais

- A remuneração por efectivo, de 2009, foi obtida através da remuneração por efectivo²⁵ aceite pela ERSE para cálculo do ajustamento de 2008 a repercutir em 2010, aplicando a taxa de inflação utilizada para o cálculo dos custos com pessoal no processo de tarifas para 2009, correspondendo ao Índice de Preços Implícito no Produto Interno Bruto para 2009 (+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, 10,4%.
- O valor de encargos aceite foi obtido aplicando a percentagem dos encargos com as remunerações verificadas (27,7%), aos novos valores de remunerações considerados pela ERSE.

Após a obtenção do novo valor de custo com pessoal, é apurado um novo custo com pessoal de exploração, utilizando o valor de custo com pessoal afecto ao investimento ocorrido em 2009. Uma vez que o novo valor apurado de custos com pessoal, segundo a metodologia apresentada anteriormente, é inferior ao valor verificado em AGS, o valor de custo com pessoal de exploração, aceite pela ERSE, corresponde ao obtido através da metodologia descrita anteriormente.

Considerando os custos controláveis - custos com materiais diversos, custos com fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e outros custos operacionais - a variação é negativa em 4,4% entre os valores verificados e os valores aceites nas tarifas para 2009.

Globalmente, o valor dos custos de exploração da EEM apresenta uma redução de cerca de 12% entre os valores verificados e os valores aceites nas tarifas para 2009, consequência da variação negativa da rubrica combustíveis, lubrificantes e outros (excluindo os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE) em cerca de 44%. O abrandamento da produção de origem térmica registada na R.A.M. em 2009 justifica a variação ocorrida.

O Quadro 4-7 apresenta os custos anuais de exploração afectos à AGS em 2009 por comparação com os valores aceites para tarifas para 2009, apresentando a desagregação das rubricas que compõem os custos controláveis e os outros custos.

²⁵ Considera-se o número de efectivos do início do ano.

Quadro 4-7 - Custos anuais de exploração afectos a AGSUnidade: 10³ EUR

	2009	Tarifas 2009	Desvio (2009-Tarifas 2009)	
			Valor	%
Custos controláveis	12 727	13 308	-580	-4,4%
Materiais Diversos	2 106	2 137	-31	-1,5%
Fornecimentos e Serviços Externos ⁽¹⁾	1 663	1 641	22	1,4%
Custos com Pessoal	8 605	9 171	-566	-6,2%
Outros Custos Operacionais ⁽²⁾	354	360	-5	-1,5%
Outros custos	1 741	3 099	-1 357	-43,8%
Combustíveis, lubrificantes e outros ⁽³⁾	1 741	3 099	-1 357	-43,8%
Provisões ⁽⁴⁾	0	0	0	
TOTAL	14 469	16 407	-1 938	-11,8%

Notas: ⁽¹⁾ Inclui o valor da frota automóvel.⁽²⁾ Inclui o valor com 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.**4.1.6 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL**

No processo de tarifas para 2009, o montante total aceite pela ERSE de custos relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) atingiu 234,6 milhares de euros, sendo que o valor aceite em AGS foi de 141 milhares de euros, correspondendo a 60% do valor total aceite para efeitos de tarifas na EEM.

Em 2009, o custo aceite pela ERSE no âmbito do PPDA em AGS ascende a 16,9 milhares de euros, correspondendo a 3% do montante total aceite. A acção desenvolvida diz respeito à “Implementação de um sistema de gestão ambiental na EEM”. O documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2009” justifica as decisões tomadas pela ERSE relativamente à aceitação dos custos com o PPDA.

4.2 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 4-8 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2009 (“Tarifas 2009”) bem como, os parâmetros dos proveitos recalculados em 2009 (“2009”), por nível de tensão. O ajustamento de 2009 da actividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2011 é de +997 milhares de euros²⁶ resultante de um ajustamento em MT de +1 252 milhares de euros e em BT, de -255 milhares de euros.

O desvio de +956 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -13 158 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2009 por aplicação das tarifas no Continente (30 501 milhares de euros – MT 10 992 milhares de euros; BT 19 509 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2010 (43 659 milhares de euros – MT 21 160 milhares de euros, BT 22 499 milhares de euros).
- +13 909 milhares de euros (MT 11 201 milhares de euros, BT 2 708 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- +1 337 milhares de euros (MT 648 milhares de euros, BT 689 milhares de euros) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- -1 132 milhares de euros (MT -481 milhares de euros, BT -651 milhares de euros) relativos à reposição do desvio de quantidades.

²⁶ Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-8 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

		2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por kWh	0,021807	0,021807	0	0,0%
b	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	931 274 471	975 361 860	-44 087 389	-4,5%
c	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em MT	288	41	247	606,9%
d	Custos ocorridos não previstos para o período de regulação, em MT	37			
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em MT, relativos ao ano t-2	-526	-526	0	0,0%
$1 = (a * b) / 1000 + c + d - e$	Proveitos Permitidos em MT	21 160	21 836	-677	-3,1%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	10 992			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	11 201			
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	648			
6	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, + 1 pp	2,218%			
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, + 1,25 pp	2,032%			
$8 = (2 + 3 + 4 - 5 - 1) * [1 + (6)/100] * [1 + (7)/100]$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2009, em MT	1 754			
9	Reposição do desvio de quantidades em MT	481			
$10 = 9 * [1 + (6)/100] * [1 + (7)/100]$	Reposição do desvio de quantidades em MT, actualizado para 2011	501			
$11 = 8 - 10$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2009, em MT, corrigido do desvio de quantidades	1 252			
a	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh	0,031659	0,031659	0,000000	0,0%
b	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT em kWh	686 053 381	727 188 975	-41 135 594	-5,7%
c	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em BT	257	53	204	384,3%
d	Custos ocorridos não previstos para o período de regulação, em BT	217			
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em BT, relativos ao ano t-2	-305	-305	0	0,0%
$1 = (a * b) / 1000 + c + d - e$	Proveitos Permitidos em BT	22 499	23 380	-881	-3,8%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	19 509			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	2 708			
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 BT	689			
6	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, + 1 pp	2,218%			
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, + 1,25 pp	2,032%			
$8 = (2 + 3 + 4 - 5 - 1) * [1 + (6)/100] * [1 + (7)/100]$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2009, em BT	424			
9	Reposição do desvio de quantidades em BT	651			
$10 = 9 * [1 + (6)/100] * [1 + (7)/100]$	Reposição do desvio de quantidades em BT, actualizado para 2011	679			
$11 = 8 - 10$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2009, em BT, corrigido do desvio de quantidades	-255			
	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	997			

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 "Proveitos Permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2011" 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.

4.2.1 ENERGIA ENTREGUE PELA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 4-9 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2009 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT. O ano de 2009 caracterizou-se por uma forte retracção no nível de fornecimentos na RAM, à semelhança da conjuntura internacional desfavorável. A taxa de crescimento dos fornecimentos no mercado regulado entre 2008 e 2009 situou-se em +0,1%, contrastando com a taxa de crescimento média anual de fornecimentos entre 1997 e 2008 de cerca de +7%.

Entre os valores verificados e os valores considerados nas tarifas existe um desvio negativo de 44 GWh em MT e de 41 GWh em BT.

Quadro 4-9 – Energia entregue pelas redes de distribuição

	2009	Tarifas 2009	Desvio (2009-Tarifas 2009)	
			kWh	%
Fornecimentos MT	931 274 471	975 361 860	-44 087 389	-4,5%
Fornecimentos BT	686 053 381	727 188 975	-41 135 594	-5,7%

Nota: O factor de perdas utilizado para a BT é de 7,9%.

REPOSIÇÃO DO DESVIO DAS QUANTIDADES

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação e de um factor de eficiência determinado no início do período regulatório.

Na determinação dos parâmetros a vigorar para o período de regulação de 2009 a 2011, um dos pressupostos utilizados considerava taxas de crescimento dos fornecimentos de cerca de 4% ao ano, segundo estimativas enviadas pela empresa sendo que, a variação dos proveitos da actividade de

distribuição da EEM está sujeita quase exclusivamente à volatilidade da evolução da procura de electricidade. A conjuntura económica desfavorável conduziu a uma quase estagnação na procura de electricidade na Região Autónoma em 2009 (acréscimo de 0,1% nos fornecimento entre 2008 e 2009), justificando assim, o desvio negativo de 2,26 milhões de euros no valor dos proveitos permitidos obtidos por aplicação da componente variável unitária dos proveitos de 2009 às novas quantidades de energia entregues (Quadro 4-10).

Quadro 4-10 – Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros

		Cálculo das tarifas de 2009	Cálculo das tarifas de 2011	Diferença	Diferença em %
		2009	2009	2009	2009
(1)	Energia distribuída (MWh)				
	MT	975 362	931 274	-44 087	-4,5%
	BT	727 189	686 053	-41 136	-5,7%
(2)	Parâmetros (€/MWh)				
	MT	21,807	21,807	0,000	0,0%
	BT	31,659	31,659	0,000	0,0%
[(1)*(2)/1000]	Proveitos Permitidos (10 ³ EUR)	44 292	42 028	-2 264	-5,1%
	MT	21 270	20 308	-961	-4,5%
	BT	23 022	21 720	-1 302	-5,7%

Aquando a fixação dos parâmetros para o actual período regulatório já se encontrava previsto uma quebra no ritmo de crescimento da energia distribuída para o período 2009-2011 face o ritmo de crescimento médio sentido na Região até 2008. No entanto, num cenário de quase estagnação como o que se verificou em 2009 e tendo em conta que a actividade de DEE é uma actividade de capital intensivo, considerou-se necessário recalcular o ajustamento que se obteria pela aplicação directa do Regulamento Tarifário.

Após a ponderação de várias alternativas optou-se por considerar apenas um efeito de 50% entre a energia prevista e a real para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos.

Esta opção teve em conta que, na determinação dos parâmetros a vigorar para o período de regulação de 2009 a 2011, o peso dos custos com capital²⁷ representava 55% do total dos proveitos permitidos de 2009, tal como se pode verificar pelo Quadro 4-11.

²⁷ Os quais dependem, numa perspectiva de médio e longo prazo, da evolução da procura.

Quadro 4-11 – Estrutura dos Proveitos Permitidos em Tarifas 2009

	Tarifas 2009	
	10 ³ EUR	Peso
Custos com capital	24 345	54,97%
Outros custos aceites	603	1,36%
Custos de exploração líquidos de proveitos	19 344	43,67%
Total de Proveitos Permitidos	44 292	100,00%

O valor apurado relativo à reposição do desvio de quantidades na actividade de DEE ascende a 1 131,9 milhares de euros, em que em MT apurou-se um valor de 480,7 milhares de euros e em BT, de 651,2 milhares de euros. Estes montantes são actualizados para 2011 através da aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2009 e em 2010 (até 15 de Novembro), acrescida de um *spread* de 1 p.p em 2009 e de 1,25 p.p. em 2010.

4.2.2 PARAMETRIZAÇÃO DOS CONTADORES

O Despacho n.º14251/2009 publicado pela ERSE menciona que durante o ano de 2009, os operadores insulares da rede de distribuição nos níveis BTE, MT e BTN> a 20,7kVA devem proceder à adaptação dos contadores com leitura bi-horária a novos períodos horários. O custo com a parametrização é considerado um custo elegível para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos. A EEM incorreu em custos no montante de 252 milhares de euros contabilizados em Custos com Pessoal (184 milhares de euros) e Fornecimentos e Serviços Externos (67 milhares de euros). Por nível de tensão, foram contabilizados 37 milhares de euros em MT e 215 milhares de euros, em BT, correspondendo à parametrização de 218 e 3 276 contadores com leitura bi-horária, respectivamente.

4.2.3 OUTROS CUSTOS

No processo de fixação dos parâmetros para a actividade de DEE, o valor da frota automóvel estimado foi de 603 milhares de euros. Tendo em conta que o valor verificado foi de 606 milhares de euros, a diferença de 3 mil euros foi acrescida ao montante de custos ocorridos não previstos para o período de regulação.

4.2.4 CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE DESEMPENHO AMBIENTAL

Como referido anteriormente, no processo de tarifas para 2009, o montante total aceite pela ERSE de custos relativos ao PPDA atingiu 234,6 milhares de euros, sendo que o valor aceite na DEE foi de 93,8 milhares de euros, correspondendo a 40% do valor total aceite para efeitos de tarifas na EEM.

Em 2009, o valor dos custos aceites pela ERSE relacionados com o PPDA ascendem a 545 milhares de euros, correspondendo a 97% do montante total aceite. O Quadro 4-12 apresenta as medidas desenvolvidas pela empresa. A justificação do valor aceite encontra-se no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2009”.

Quadro 4-12 - Custos aceites dos PPDA executados em 2009

Unidade: 10 ³ EUR			
2009	MT	BT	DEE
Impacte das linhas MT em algumas espécies vulneráveis	37	0	37
Implementação de um sistema de gestão ambiental	12	28	39
Impacte da iluminação pública sobre aves marinhas	0	16	16
Simulador interactivo de campos electromagnéticos	34	0	34
Integração paisagística de redes MT	205	0	205
Integração paisagística de redes BT	0	214	214
Total	288	257	545

4.3 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.

O Quadro 4-13 apresenta o ajustamento dos proveitos da actividade de CEE em 2009, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -24 milhares de euros e em BT, de -229 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de -253 milhares de euros na actividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2009 (“2009”) com os valores estimados em 2008 no cálculo das tarifas de 2009 (“Tarifas 2009”), por nível de tensão.

O desvio de -242 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -2 099 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2009 por aplicação das tarifas no Continente (2 752 milhares de euros – MT 109 milhares de euros, BT 2 644 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2010 (4 851 milhares de euros – MT 302 milhares de euros, BT 4 549 milhares de euros).
- +1 708 milhares de euros (MT 161 milhares de euros, BT 1 547 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- +149 mil de euros (MT 9 mil euros, BT 139 mil euros) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.

Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

		2009	Tarifas 2009	Diferença 2009 - Tarifas 2009	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente	2 198,317	2 198,317	0,00	0,0%
b	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	250	220	30	13,6%
c	Rectificação de 2008 resultante da Lei n.º 12/2008, em MT (valor a devolver)	-16	-16	0	0,0%
d	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em MT, relativos a t	15			
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em MT, relativos ao ano t-2	246	246	0	0,0%
$1 = (a \cdot b) / 1000 + c + d - e$	Proveitos Permitidos em MT	302	221	81	36,5%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	109			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	161			
4	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de CEE, em MT	9			
6	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, + 1 pp	2,218%			
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, + 1,25 pp	2,032%			
$8 = (2 + 3 + 4 - 5 - 1) \cdot \frac{1}{[1+(6)/100][1+(7)/100]}$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2009, em MT	-24			
a	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente	31,627	31,627	0,00	0,0%
b	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	135 097	137 797	-2 700	-2,0%
c	Rectificação de 2008 resultante da Lei n.º 12/2008, em BT (valor a devolver)	-250	-250	0	0,0%
d	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em BT, relativos a t	133			
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em BT, relativos ao ano t-2	-393	-393	0	0,0%
$1 = (a \cdot b) / 1000 + c + d - e$	Proveitos Permitidos em BT	4 549	4 502	48	1,1%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	2 644			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1 547			
4	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de CEE, em BT	139			
6	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 2009, + 1 pp	2,218%			
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, + 1,25 pp	2,032%			
$8 = (2 + 3 + 4 - 5 - 1) \cdot \frac{1}{[1+(6)/100][1+(7)/100]}$	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2009, em BT	-229			
	Ajustamento em 2011 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	-253			

4.3.1 NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 4-14 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2009 e o verificado, tanto em MT como em BT. Entre os valores verificados e os valores considerados nas tarifas existe um desvio positivo de 30 clientes em MT e um desvio negativo de 2 700 clientes em BT.

Quadro 4-14 – Número médio de clientes

	2009	Tarifas 2009	Desvio (2009-Tarifas 2009)	
			Número	%
Cientes MT	250	220	30	14%
Cientes BT	135 097	137 797	-2 700	-2%
TOTAL	135 347	138 017	-2 670	-1,9%

4.3.2 OUTROS CUSTOS ACEITES

Em Março de 2009, a EEM deu início à disponibilização de um serviço “contact center” tendo como objectivo adequar o seu serviço de atendimento a clientes de acordo com as exigências do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento da Qualidade de Serviço. Em 2009 foram registados cerca de 141 134 contactos, com um custo unitário de €1,05 por contacto, perfazendo um custo total de 148 milhares de euros, sendo alocado 10% destes custos no nível de tensão MT e 90% destes, em BT. No cálculo de tarifas para 2009, este custo não se encontrava previsto.

4.4 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O Quadro 4-15 sintetiza a informação por actividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2009, com os proveitos recuperados em 2009 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2009 e com os proveitos de 2009 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2011.

O ajustamento da EEM em 2011 relativamente ao ano de 2009 é de +29,5 milhões de euros²⁸ justificado pelos seguintes efeitos:

- Acréscimo de 2,5 milhões de euros resultante de: desvio positivo de 3,68 milhões de euros entre os valores de tarifas para 2009 e o valor verificado em 2009 no valor de proveitos a recuperar por aplicação das tarifas do Continente, desvio positivo de 0,37 milhões de euros referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, desvio negativo de 1,57 milhões de euros resultante do proveito da gestão das licenças de emissão de CO₂ e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização.
- Decréscimo de 31,9 milhões de euros nos proveitos permitidos de 2009 face aos valores aceites para efeitos de tarifas para 2009, desagregados em: -30,9 milhões de euros em custos de energia; +1,1 milhões de euros referentes a remuneração dos activos em AGS e -2,1 milhões de euros referentes a outros custos (custos controláveis líquidos de outros proveitos e custos não controláveis de AGS, custos relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental de AGS e DEE e custos relacionados com o *price-cap* da DEE e CEE).
- Decréscimo de 1,3 milhões de euros decorrentes da aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2009 e em 2010 (até 15 de Novembro), acrescida de um *spread* de 1 p.p em 2009 e de 1,25 p.p. em 2010.
- Acréscimo de 1,2 milhões de euros relativos à reposição do desvio de quantidades, actualizada à taxa de juro EURIBOR a 3 meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2009 e em 2010 (até 15 de Novembro), acrescida de um *spread* de 1 p.p em 2009 e de 1,25 p.p. em 2010.

²⁸ Um ajustamento positivo representa um montante a devolver pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Ajustamentos referentes a 2008 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-15 - Proveitos permitidos em 2009 e ajustamento em 2011

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2008 (Tarifas 2009)	Proveitos recuperados em 2009 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2009, definidos em 2010	Convergência Tarifária de 2009	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO ₂ e da partilha de benefícios	Desvio	Ajustamento a repercutir em 2011	Reposição do desvio de quantidades	Reposição do desvio de quantidades, atualizado para 2011	Ajustamento a repercutir em 2011, corrigido do desvio de quantidades
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6) - (7)	(9) = (8) * (1+spread) ² (1+spread)	(10)	(11) = (10) * (1+spread) ² (1+spread)	(12) = (9) - (11)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS)	125 468	79 490	95 015	38 968	2 910	-372	-1 575	27 556	28 739	0	0	28 739
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	45 217	30 501	43 659	13 909	1 337	-	-	2 088	2 178	1 132	1 180	997
Comercialização de Energia Eléctrica (CEE)	4 723	2 752	4 851	1 708	149	-	-	-242	-253	0	0	-253
Proveitos permitidos à EEM	175 408	112 744	143 526	54 585	4 396	-372	-1 575	29 402	30 664	1 132	1 180	29 484

5 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010, NO CONTINENTE

5.1 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

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 2011, com base em valores ocorridos e, incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2012.

5.2 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 CO₂. Estes mecanismos entraram em vigor em 2008.

O desvio provisório de 2010 a repercutir em 2011 é de -63 945²⁹ 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 2010, acrescida de 1,25 pp.

O Quadro 5-1 apresenta o cálculo deste desvio.

²⁹ 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 2010

Unidade: 10³ EUR

		2010
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	248 060
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsual	218 496
3	Ajustamento $t-1$	-64 852
4	Ajustamento $t-2$	-24 185
5	Incentivos CAE e CO _{2,t-1}	3 200
A	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC [(1)-[(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]]	-62 672
i_{2010}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010 + 1,25 pp	2,032%
B	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC actualizado para 2011	-63 945

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e verificados em 2010 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.

5.2.1 ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 2-2 apresenta os valores do sobrecusto estimado para 2010 pela ERSE, com base em dados verificados até Setembro de 2010, comparando-o com os valores estimados pela REN Trading e com os valores previstos o ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2010.

Quadro 5-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE estimado para 2010

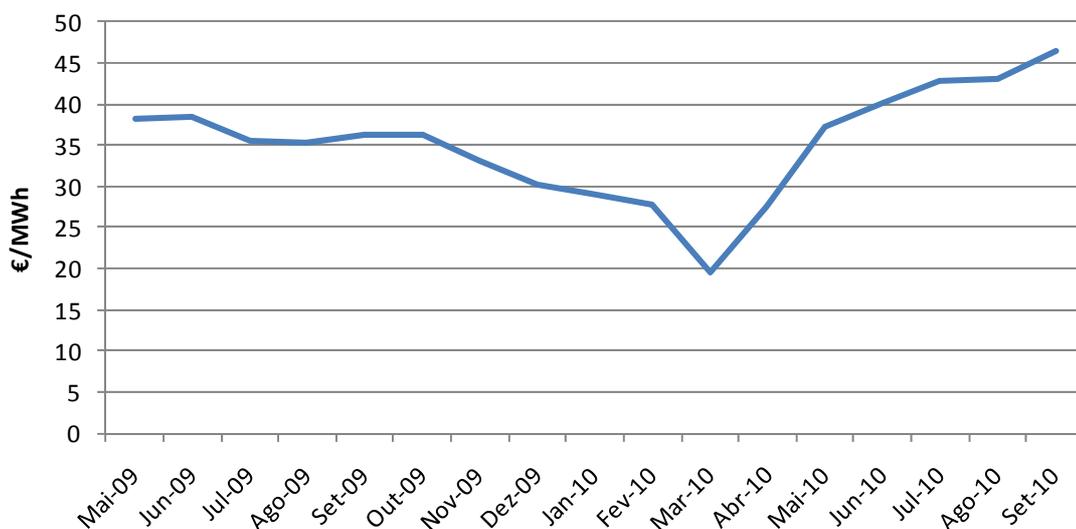
Unidade: 10³ EUR

	2010 Tarifas 2010	2010 Proposta REN Trading Junho 2010	2010 Tarifas 2011	[(3)-(1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
	(1)	(2)	(3)		
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	119 972	101 624	-6,4%	10,6%
(1b)	Turbogás	111 976	101 023	-9,8%	0,0%
(1)=(1a)+(1b)	Total	231 948	213 376	-8,0%	5,3%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	88 632	63 128	-16,3%	17,5%
(2b)	Turbogás	245 968	268 022	3,8%	-4,7%
(2)=(2a)+(2b)	Total	334 600	329 586	-1,5%	-0,5%
Licenças de CO2					
(3a)	Tejo Energia	-584	-16 002	-2101,7%	-19,7%
(3b)	Turbogás	12 186	10 545	-17,8%	-5,0%
(3)=(3a)+(3b)	Total	11 602	-2 838	-124,5%	-48,0%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	158 111	71 948	-41,1%	29,5%
(4b)	Turbogás	262 361	178 200	-19,8%	18,0%
(4)=(4a)+(4b)	Total	420 472	303 551	-27,8%	21,3%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	0	3 169	-	-
(5b)	Turbogás	0	6 670	-	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	0	9 839	-	-
Saldo VPP					
(6a)	Tejo Energia	0	8 239	-	-
(6b)	Turbogás	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	-	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	49 909	65 393	38,4%	5,6%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	107 769	194 720	38,7%	-23,3%
(7)=(7a)+(7b)	Total	157 679	260 112	38,6%	-16,0%

Fonte: REN Trading, ERSE

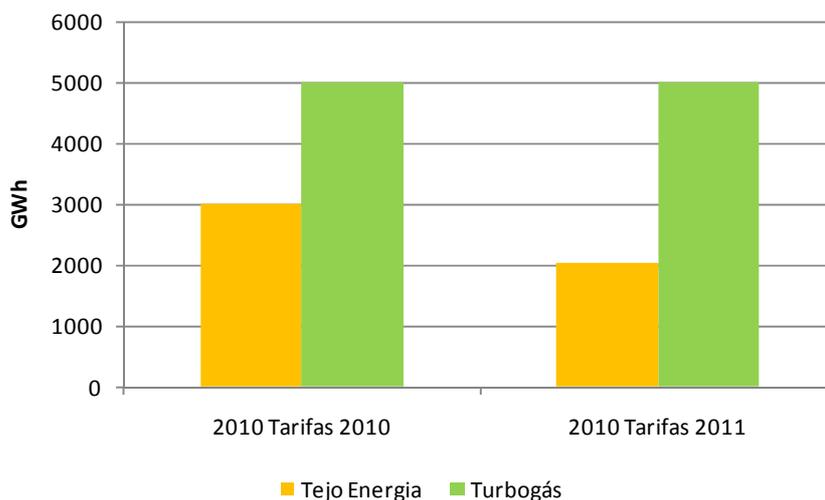
Observa-se que os custos (encargos de energia, encargos de potência e custos com licenças de emissão de CO₂) estimados pela ERSE para 2010 são mais baixos do que os valores considerados nas tarifas de 2010, sendo esta tendência mais evidente no caso dos encargos de potência e dos custos com licenças de emissão de CO₂. Porém, este facto não foi suficiente para impedir um aumento estimado para 2010 do sobrecusto com CAE de cerca de 60,8 milhões de euros, muito por força da queda nas receitas decorrentes da venda de energia eléctrica, a volta de 117 milhões de euros.

Este queda reflecte o facto do preço da energia eléctrica em 2010 no mercado ser, muito provavelmente, inferior ao previsto nas tarifas para esse ano, 50 €/MWh, apesar do aumento verificado a partir de Março de 2010. Esta alteração de tendência não deverá ser suficiente para atingir o valor previsto em 2010.

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

Fonte: OMEL

A diminuição das receitas estimadas decorre também da menor venda de energia eléctrica das centrais com CAE face ao previsto, em especial no primeiro semestre de 2010, devido à elevada hidraulicidade verificada nesse período.

Figura 5-2 – Quantidades produzidas previstas e ocorridas

Assim, vários factores conjugaram-se, conduzido ao aumento do valor estimado para o sobrecusto de 2010. Por um lado, as receitas unitárias são mais baixas do que o previsto, por outro lado, os custos variáveis unitários são mais elevados do que o previsto.

O menor valor estimado do encargo de energia não se deve a uma diminuição dos custos unitários, mas sim à menor produção das centrais com CAE, nomeadamente da central da Tejo Energia.

Quadro 5-3 – Pressupostos considerados

		2010 Tarifas 2010	2010 Tarifas 2011
	Preço mercado	50,0	39,2
Tejo Energia	Receita unitária com CESUR €/MWh	52,9	51,6
	Custo variável com CO2	29,6	30,3
	Preço mercado	50,0	39,2
Turbogás	Receita unitária €/MWh	52,5	43,4
	Custo variável com CO2	49,2	53,1

Fonte: REN Trading, ERSE

5.2.2 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 CO₂, de cerca de 3,2 milhões de euros. Com base nos valores entretanto verificados, esta estimativa será ajustada aquando da definição das tarifas para 2012.

5.2.3 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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 2010 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 2010 a repercutir em 2011 é de -301 832 milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 3 meses, calculada com base na média diária de 1 Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de um vírgula vinte e cinco pontos percentuais. 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.

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

Unidade: 10³ EUR

		2010
A	Diferencial da PRE ^{FER} devolvido em 2010	651 041
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) - (3)]	745 237
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	581 049
a	Custo de aquisição	986 476
b	Quantidades	10 343
c	Preço de mercado	39,20
2	Ajustamento <i>t-1</i>	-214 720
3	Ajustamento <i>t-2</i>	50 532
C	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2010 (A) - (B)	-94 196
D	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2010 actualizado para 2011 = (C) x (1+ i ₂₀₁₀ ^E)	-96 110
E	Diferencial da PRE ^{FENR} devolvido em 2010	154 083
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(4) - (5) - (6)]	355 708
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	325 665
d	Custo de aquisição	535 699
e	Quantidades	5 358
f	Preço de mercado	39,20
5	Ajustamento <i>t-1</i>	-15 010
6	Ajustamento <i>t-2</i>	-15 033
G	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2010 (E) + (F)	-201 625
H	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2010 actualizado para 2011 = (G) x (1+ i ₂₀₁₀ ^E)	-205 722
I	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2010 a repercutir nos proveitos permitidos de 2011 [(D) + (H)]	-301 832
i ₂₀₁₀ ^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,032%

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). 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 2011, 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		ERSE Tarifas 2011
	2008	2009	2010
+ Energia comprada nos mercados organizados	31 639	24 860	19 667
+ CESUR	6 214	1 828	0
+ Produção em regime especial	11 578	14 386	15 701
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 507 8,04%	2 826 7,79%	2 928 9,44%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	634 1,4%	622 1,7%	495 1,5%
Total das aquisições	49 431	41 073	35 368

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.

Os pressupostos que sustentam a estimativa do preço médio de aquisição de energia eléctrica do CUR para 2010, encontram-se no capítulo 2.2 do documento de "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2011".

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

Quadro 5-6 – Aquisições do comercializador de último recurso

	Quantidades GWh	Preço médio no mercado €/MWh	Custo Total 10 ³ EUR
OMIP			0
CESUR			0
OMEL	19 667	39,20	770 954
PRE	15 701	39,20	615 461
Total	35 368	39,20	1 386 415
Serviços do Sistema	35 368	0,80	28 294

O desvio de 2010 a repercutir em 2011 é de 383 426 milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 3 meses, calculada com base na média diária de 1 Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de um vírgula vinte e cinco pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 5-7 – Cálculo do ajustamento da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica em 2010

		Unidade 10 ³ EUR
		2010
+	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes	1 414 943
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais	
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados	770 954
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões	
+	Outros custos	28 294
+	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	615 461
+	Pagamento relativo à PRE de 2008 apenas registado em 2010 na EDP SU	235
+	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano <i>t</i>	11 706
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano <i>t</i> .	
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	1 426 649
B	Proveitos facturados com a aplicação da TE a clientes finais	1 802 439
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica (B - A), em 2010	375 790
E	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica actualizados para 2011	383 426
₂₀₁₀ ^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2010, acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,032%

De referir que o montante de 235 milhares de euros resulta de um valor de PRE de 2008 que o CUR reconhece que não foi facturado e que nunca foi reclamado pelo cliente em causa³⁰.

³⁰ Carta 237/10/CA de 24 de Agosto de 2010 da EDP SU

6 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

6.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia eléctrica verificado em 2009 com os valores previstos em 2008 para fixação das tarifas de 2009 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 49 869 GWh situando-se cerca de 5% abaixo do valor previsto, ainda consequência da recessão económica.
- Os consumos reais no mercado livre (8 520 GWh) e no mercado regulado (37 626 GWh) atingiram 46 146 GWh, o que significa que o desvio relativamente ao previsto foi cerca de -3,9%.
- O mercado liberalizado ficou muito acima das estimativas, tendo o consumo do mercado liberalizado atingido os 8,5 TWh, enquanto se estimavam 3,5 TWh.
- A taxa de perdas³¹ 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.

Quadro 6-1 – Consumo referido à emissão

Unidade: GWh

RUBRICAS	2009 (real)	Tarifas 2009			Proposta REN para Tarifas 2009		
		GWh	2009 (real - previsto)		GWh	2009 (real - previsto)	
	GWh		GWh	%		GWh	GWh
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA	49 869	52 440	-2 571	-4,9%	52 600	-2 731	-5,2%
(Variação média anual)	1,1%	3,4%			2,9%		
- Perdas na rede de Transporte	559	734	-175		798	-239	
(perdas/emissão)	1,1%	1,4%			1,5%		
- Compensação síncrona	0	0	0		0	0	
- Consumos Próprios	11	11	0		11	0	
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SENV	0	0	0		0	0	
- PRE não facturada mas incluída no consumo	-23	0	-23		0	-23	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	49 322	51 695	-2 373	-4,6%	51 791	-2 469	-4,8%
	1,3%	0,0%			2,5%		

Fonte: ERSE, REN e EDP Distribuição

³¹ Taxa de perdas = Perdas / Fornecimentos de energia eléctrica x 100

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

RUBRICAS	2009 (real)	Tarifas 2009			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2009		
		GWh	2009 (real - previsto)		GWh	2009 (real - previsto)	
	GWh		GWh	%		GWh	GWh
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	49 422	51 695	-2 272	-4,4%	51 705	-2 283	-4,4%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 277 7,35%	3 681 8,0%	-404	-11,0%	3 683 8,0%	-406	-11,0%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	46 146	48 014	-1 868	-3,9%	48 022	-1 876	-3,9%
Clientes do comercializador de último recurso	37 626	43 629	-6 003	-13,8%	44 523	-6 897	-15,5%
MAT	1 330	1 695	-365	-21,5%	1 694	-364	-21,5%
AT	3 723	6 428	-2 705	-42,1%	6 520	-2 797	-42,9%
MT	9 128	12 418	-3 290	-26,5%	13 217	-4 089	-30,9%
BT	23 445	23 088	357	1,5%	23 092	353	1,5%
Clientes no mercado	8 520	4 385	4 135	94,3%	3 499	5 021	143,5%
MAT	208	17	190	1112,0%	18	190	1052,8%
AT	2 089	165	1 924	1167,3%	74	2 015	2722,7%
MT	4 770	2 191	2 579	117,7%	1 395	3 375	241,9%
BT	1 454	2 012	-558	-27,7%	2 012	-559	-27,8%

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 2009 com os valores previstos em 2008 para fixação das tarifas de 2009 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 810,9 GWh situando-se 5,7% abaixo do previsto em tarifas de 2009.
- A produção das centrais da EDA atingiu os 613,6 GWh, correspondendo a um acréscimo de 1,2% relativamente a 2008.
- As aquisições a produtores do SIA registaram, em 2009, um desvio negativo de 1,3 GWh, relativamente ao previsto para tarifas. Este diferencial é explicado pelo efeito conjugado do desvio negativo ao nível da energia hídrica e da energia geotérmica e do desvio positivo ao nível da energia eólica.
- Os fornecimentos no Mercado Regulado atingiram 754,8 GWh, o que significa que o desvio relativamente ao previsto foi na ordem dos -5,3%. Por nível de tensão verificou-se um desvio na MT na ordem dos -7,0% (-21,3 GWh) relativamente ao previsto, enquanto os consumos em BT ficaram aquém das previsões em 4,2% (-20,8 GWh).

- A taxa de perdas³² foi inferior ao valor previsto, em 0,41 pontos percentuais.

Quadro 6-3 - Balanço de energia eléctrica da EDA

	2008 (real)	2009 (real)	Tarifas 2009 = Proposta EDA		
			MWh	2009 (real - previsto)	
				MWh	%
Produção					
Centrais da EDA	606 119	613 608	662 925	-49 317	-7,4%
Consumo e perdas nas centrais	18 535	18 209	20 255	-2 046	-10,1%
Emissão própria	587 585	595 398	642 670	-47 272	-7,4%
Outros produtores do SPA	0	0	0	0	
Produtores do SIA	217 572	215 468	216 765	-1 297	-0,6%
Consumo referido à emissão	805 157	810 866	859 435	-48 569	-5,7%
Consumos próprios	1 992	1 920	2 128	-208	
Fornecimentos	751 710	754 828	796 904	-42 076	-5,3%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	751 710	754 828	796 904	-42 076	-5,3%
MT	283 066	281 867	303 131	-21 264	-7,0%
BT	468 643	472 961	493 773	-20 812	-4,2%
Energia saída da rede	753 702	756 747	799 032	-42 285	-5,3%
Perdas na rede	51 455	54 118	60 403	-6 285	-10,4%
Taxa de perdas ^[1]	6,85%	7,17%	7,58%		-0,41 p.p.

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

Fonte: EDA

³² Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos x 100

6.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-4 é apresentado o balanço de energia eléctrica da EEM. São analisados os valores verificados em 2008 e em 2009 e os valores aceites nas tarifas para 2009. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Em 2009, a energia entrada na rede (961,6 GWh) apresenta um ligeiro decréscimo de 0,1% face ao valor de 2008. Verificou-se uma alteração da estrutura de produção, com um forte acréscimo dos produtores não vinculados (+42,8%) em detrimento da produção das centrais da EEM (-2,9%) e dos outros produtores do sistema público da RAM (-2,2%). Esta alteração de estrutura já se encontrava prevista em tarifas para 2009.
- O consumo referido à emissão manteve-se praticamente estável entre 2008 e 2009.
- Entre 2008 e 2009, assistiu-se a um ligeiro acréscimo nos fornecimentos no mercado regulado (+0,9 GWh), em sequência essencialmente, de um crescimento positivo dos fornecimentos em AT/MT (+3,2 GWh), uma vez que os fornecimentos em BT apresentam um decréscimo de cerca de 2,3 GWh (-0,3%).
- O fornecimento de energia eléctrica no mercado regulado em 2009 atingiu 877 GWh, traduzindo-se num decréscimo de 40,8 GWh (-4,4%) face aos valores aceites nas tarifas de 2009. Para esta evolução contribuiu o peso dos fornecimentos em BT no total dos fornecimentos, ao apresentarem uma quebra de cerca de 6%, face ao valor aceite para cálculo das tarifas para 2009.
- Em 2009, as perdas na rede apresentam o valor de 82,7 GWh, traduzindo-se num decréscimo da taxa de perdas em 0,07 pontos percentuais relativamente à taxa verificada em 2008, consequência do decréscimo ocorrido nos fornecimentos em Baixa tensão.

Quadro 6-4 - Balanço de energia eléctrica da EEM

	2008	2009	$\Delta\%$ 2009/2008	Previsto em 2008 para Tarifas 2009	2009 (real - previsto)	
	(real)	(real)				
	MWh	MWh	%	MWh	MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	733 417	711 094	-3,0%	735 382	-24 288	-3,3%
Consumo e perdas nas centrais	19 344	17 586	-9,1%	17 957	-371	-2,1%
Emissão própria	714 074	693 508	-2,9%	717 425	-23 917	-3,3%
Outros produtores do SPM	192 809	188 602	-2,2%	210 000	-21 398	-10,2%
Produtores do SIM	55 698	79 535	42,8%	80 600	-1 065	-1,3%
Total da energia entrada na rede	962 581	961 645	-0,1%	1 008 025	-46 380	-4,6%
Bombagem	2 384	1 051	-55,9%	2 000	-949	-47,4%
Consumo referido à emissão	960 197	960 593	0,0%	1 006 025	-45 432	-4,5%
Consumos próprios	938	954	1,7%	985	-31	-3,2%
Compensação síncrona	0	0		0	0	
Fornecimentos	875 995	876 923	0,1%	917 729	-40 805	-4,4%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0		0		
Fornecimentos no Mercado Regulado	875 995	876 923	0,1%	917 729	-40 805	-4,4%
AT/MT	187 642	190 870	1,7%	190 540	330	0,2%
BT	688 354	686 053	-0,3%	727 189	-41 136	-5,7%
Energia saída da rede	876 933	877 877	0,1%	918 714	-40 837	-4,4%
Perdas nas redes	83 264	82 716	-0,7%	87 311	-4 595	-5,3%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	9,51%	9,43%	-0,07 p.p.	9,51%		-0,08 p.p.

Nota: ⁽¹⁾ 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 2009.

A *REN Trading* enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2009.

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 2009

Milhares euros

ACTIVO		Actividade CVEEAC	
Rubricas	Notas	2009	2008
IMOBILIZADO LÍQUIDO			
Imobilizações corpóreas em exploração	10	57	15
		57	15
CIRCULANTE			
Existências			
Mercadorias		250	500
		250	500
Dívidas de terceiros - Médio e longo prazo			
Outros devedores	8	4 001	-
		4 001	-
Dívidas de terceiros - Curto prazo			
Sistema financeiro		-	14 350
Empresas do grupo - IRC (RETGS)	6	33 870	3 912
Clientes, c/c		11 292	15 744
Estado e outros entes públicos	6	5 710	494
Outros devedores	8	17 912	38 887
		68 783	73 387
Depósitos bancários		4 946	8 311
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de proveitos	9	122 334	3 154
Custos diferidos	9	18	1
Activos por impostos diferidos	9	-	3 118
		122 352	6 272
TOTAL DO ACTIVO		200 389	88 485
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO		Actividade CVEEAC	
Rubricas		2009	2008
CAPITAIS PRÓPRIOS			
Capital, reservas e resultados transitados	11	351	434
Resultado líquido do exercício	11	695	5 631
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO		1 046	6 065
PASSIVO			
Dívidas a terceiros - Curto prazo			
Empresas do grupo		105 480	-
Fornecedores, c/c		3 050	3 762
Fornecedores de imobilizado, c/c		39	34
Estado e outros entes públicos	6	18	19
Outros credores	8	560	43
		109 146	3 859
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de custos	9	56 829	75 943
Proveitos diferidos	9	2 370	2 619
Passivos por impostos diferidos	9	30 997	-
		90 196	78 561
TOTAL DO PASSIVO		199 343	82 420
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO		200 389	88 485

Fonte: REN Trading

Quadro 7-2 - Demonstração de Resultados da REN Trading, S.A., em 2009

Rubricas	Notas	Milhares euros	
		Actividade CVEEAC	
		2009	2008
PROVEITOS E GANHOS (A)		677 517	887 514
Vendas			
De energia eléctrica			
Agentes de mercado (nacionais)	16	282 026	644 910
Agentes de mercado - Contratos financeiros	16	1 228	-
Venda electricidade - Prémio opção		-	7 378
Venda electricidade - Energia		-	88 091
Desvios tarifários recebidos		(2 352)	-
Licenças CO2 - EUA e CER	16	161 787	55 012
Agentes de mercado (internacionais)	16	88 422	10 020
Diferencial aquisição a produtores com CAE	16	124 612	69 004
Custos de funcionamento CVEEAC		1 207	723
Facturação do Gestor de Mercado	16	20 587	12 374
CUSTOS E PERDAS (B)		768 785	888 130
Custo das mercadorias vendidas e consumidas			
Agentes de mercado (nacionais)	13	2 220	79 953
Agentes de mercado - Contratos financeiros	13	128	-
Aquisição às centrais	13	582 148	698 128
Leilões VPP		-	208
Licenças CO2 - EUA e CER	13	156 938	54 986
Licenças CO2 - Comissões		556	108
Agentes de mercado (internacionais)	13	17 278	30 784
Facturação do Gestor de Mercado	13	9 356	23 860
Outros custos aceites		159	102
RESULTADOS P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (C) = (A) - (B)		(91 268)	(617)
Desvio tarifário 2008		-	6 026
Desvio tarifário 2009		94 365	-
RESULTADOS REGULADOS APÓS CONTABILIZAÇÃO DO DIFERENCIAL (D)		3 097	5 409
PROVEITOS DE FUNCIONAMENTO (E)		38	1
Proveitos Suplementares		2	1
Proveitos e ganhos extraordinários		36	-
CUSTOS DE FUNCIONAMENTO (F)		1 333	1 075
Fornecimentos e serviços externos	14	444	429
Impostos		13	2
Custos com o pessoal	15	790	637
Amortizações		3	1
Outros custos e perdas operacionais		12	6
Custos e perdas extraordinárias		71	-
RESULTADOS DE FUNCIONAMENTO (E - F)		(1 295)	(1 073)
Proveitos e ganhos financeiros		186	3 338
Custos e perdas financeiras		1 040	10
IRC	4	254	2 032
RESULTADOS LÍQUIDOS (H) = (D) + (G)		695	5 631

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 2009.

A REN enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2009.

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 2009

Milhares euros

ACTIVO		Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
Rubricas	Notas	2009	2008	2009	2008	2009	2008
IMOBILIZADO LIQUIDO							
Imobilizações incorpóreas	6	-	-	22	22	50	51
Imobilizações corpóreas em exploração	6	-	-	404 772	417 914	1 660 791	1 438 283
Imobilizado em curso	6	-	-	298	1 491	227 919	191 934
		-	-	405 091	419 427	1 888 759	1 630 269
CIRCULANTE							
Existências							
Mercadorias		-	-	115	134	989	1 081
		-	-	115	134	989	1 081
Dívidas de Terceiros - médio e longo prazo							
Clientes (v. líquido)		-	-	-	-	-	-
Outros devedores	8	-	-	(13)	34	64	121
		-	-	(13)	34	64	121
Dívidas de Terceiros - curto prazo							
Clientes (v. líquido)		-	-	58 589	29 581	(207)	21 987
Estado e outros entes públicos	7	-	-	(13 204)	504	23 093	7 839
Outros devedores (v. líquido)	8	-	-	6 870	2 713	15 371	9 417
		-	-	52 255	32 798	38 258	39 243
Depósitos Bancários		-	-	145	22	(149)	34
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS							
Acréscimos de proveitos	9	-	62 829	150 410	104 667	24 211	22 923
Custos diferidos	9	-	-	192	54	612	953
Activos por impostos diferidos	9	-	-	8 527	8 257	12 258	10 345
		-	62 829	159 129	112 978	37 081	34 222
TOTAL DO ACTIVO		-	62 829	616 722	565 393	1 965 000	1 704 970
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO							
		Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
Rubricas	Notas	2009	2008	2009	2008	2009	2008
CAPITAIS PRÓPRIOS							
Capital, reservas e resultados transitados	11	-	36 086	270 018	256 393	314 648	348 736
Resultado líquido do exercício	11	5 649	4 352	3 987	(1 335)	51 660	45 599
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO		5 649	40 438	274 005	255 058	366 308	394 335
PASSIVO							
Provisão	10	-	-	8 264	8 404	24 556	24 042
		-	-	8 264	8 404	24 556	24 042
Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo							
Empresas do grupo	13	-	-	291 217	-	657 289	-
		-	-	291 217	-	657 289	-
Dívidas a terceiros - Curto prazo							
Suprimentos		-	17 477	-	274 167	-	607 716
Sistema financeiro - Conta corrente	13	(22 806)	(5 473)	(136 406)	(229 910)	400 921	315 010
Empresas do grupo - IRC consolidado (RETGS)	13	17 156	(6 262)	12 310	98 061	21 419	10 069
Dívidas a instituições de crédito	13	-	-	(48 017)	10 006	90 875	28 595
Fornecedores, c/c		-	-	16 406	10 766	13 759	16 752
Fornecedores de imobilizado		-	-	3 485	1 314	114 341	66 579
Estado e outros entes públicos	7	-	-	302	(733)	537	(1 510)
Outros credores	8	-	-	1 841	12 946	2 070	4 086
		(5 649)	5 741	(150 079)	176 617	643 922	1 047 297
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS							
Acréscimos de custos	9	-	-	130 671	57 680	29 514	27 336
Proveitos diferidos	9	-	-	22 081	18 346	234 357	203 055
Passivos por impostos diferidos	9	-	16 650	40 567	49 288	9 054	8 907
		-	16 650	193 320	125 313	272 925	239 298
TOTAL DO PASSIVO		(5 649)	22 391	342 722	310 335	1 598 692	1 310 636
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO		-	62 829	616 726	565 393	1 965 000	1 704 970

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 2009

Rubricas	Notas	Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
		2009	2008	2009	2008	2009	2008
		Milhares euros					
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)		7 214	6 099	661 559	505 166	273 629	249 072
Vendas							
De energia eléctrica							
SEP	14	64 268	2	314 433	269 989	231 673	222 148
Interruptibilidade	14	-	-	(34 156)	(46 147)	-	-
Excesso terrenos 2007		-	-	-	9 344	-	-
Desvio tarifário recuperado	23 4)	(57 054)	(26 581)	(37 346)	(16 756)	6 899	(3 821)
Rendas Coogestionamento - Compensação T. Transfronteiriça	23 3)	-	-	-	-	5 518	6 293
Rendas Coogestionamento - Compensação Serviços Sistema		-	-	-	1 502	-	-
Proveitos com Acções Coordenadas de Balanço		-	-	-	529	-	-
Plano Promoção Eficiência Consumo	23 2)	-	-	(10 873)	(10 000)	-	-
Gestão do PPDA		-	-	(101)	-	-	-
Ajustamentos AEE - Transferidos da Trading		-	32 678	-	-	-	-
Custos de funcionamento CVEEAC		-	-	1 207	723	-	-
Custo Manutenção Equilíbrio Contratual		-	-	251 253	64 918	-	-
Facturação do Agente de Mercado		-	-	173 781	227 638	-	-
Prestações de serviços	15	-	-	944	1 014	1 825	218
Proveitos Suplementares		-	-	177	149	544	638
Trabalhos para a própria empresa (exclui encargos financeiros)	16	-	-	1 005	950	13 513	13 358
Outros proveitos e ganhos operacionais	20	-	-	1 159	1 195	3 352	2 870
Reversões de Amortizações e Ajustamentos		-	-	1	-	3	-
Proveitos e ganhos financeiros - Rendas	21	-	-	16	35	72	130
Proveitos e ganhos extraordinários	22	-	-	59	83	10 229	7 237
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)		-	5 377	650 490	545 593	160 852	148 027
Custo das mercadorias vendidas e consumidas							
Energia Eléctrica		-	5 377	-	-	-	-
Tarifa transfronteiriça		-	-	-	-	5 894	6 293
Serviços de Sistema - Parcela fixa		-	-	1 529	1 460	-	-
Serviços de Sistema - Parcela variável		-	-	-	42	-	-
Custo Manutenção Equilíbrio Contratual		-	-	251 253	64 918	-	-
Diferencial custo aquisição energia a produtores com CAE		-	-	124 612	69 004	-	-
Facturação do Agente de Mercado		-	-	173 781	228 167	-	-
Custos de funcionamento CVEEAC		-	-	1 207	723	-	-
Ajustamento Agente Comercial		-	-	(36 723)	-	-	-
Materiais diversos		-	-	-	-	401	394
Fornecimentos e serviços externos	18	-	-	11 761	9 898	40 055	37 893
Impostos		-	-	115	287	658	733
Custos com o pessoal	19	-	-	5 865	6 120	23 542	21 566
Amortizações		-	-	22 536	22 307	87 977	78 399
Provisões		-	-	287	443	1 246	1 076
Outros custos e perdas operacionais	20	-	-	94 265	142 008	664	385
Custos e perdas extraordinárias	22	-	-	3	217	414	1 288
RESULTADOS P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (C) = (A) - (B)		7 214	722	11 069	(40 428)	112 777	101 045
Desvio tarifário 2008	23 4)	-	5 375	-	59 237	-	(13 099)
Desvio tarifário 2009	23 4)	-	-	4 877	-	(8 091)	-
RESULTADOS REGULADOS APÓS CONTABILIZAÇÃO DO DIFERENCIAL (D)		7 214	6 097	15 946	18 809	104 686	87 946
PROVEITOS E GANHOS (E)		-	-	-	-	-	-
Trabalhos para a própria empresa (encargos financeiros)	16	-	-	11	20	7 154	8 222
Rendas de terrenos - Zona de Protecção		-	-	781	790	-	-
Proveitos e ganhos financeiros	21	-	-	5	2 773	22	3 046
Proveitos e ganhos extraordinários	22	-	-	-	2	-	3
CUSTOS E PERDAS (F)		-	-	184	-	802	-
Fornecimentos e serviços externos		-	-	184	-	802	-
Custos e perdas financeiras	21	-	-	8 475	23 693	39 920	36 191
Custos e perdas extraordinárias	22	(473)	159	2 438	363	(302)	483
IRC	4	2 037	1 586	1 660	(328)	19 782	16 944
RESULTADOS NÃO ACETES P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (G) = (E) - (F)		(1 564)	(1 745)	(11 959)	(20 144)	(53 026)	(42 348)
RESULTADOS LÍQUIDOS (H) = (D) + (G)		5 649	4 352	3 987	(1 335)	51 660	45 599

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 2009.

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 2009

Unidade: milhares euros

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição					
	Distribuição de Energia Eléctrica		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Total Actividades Reguladas	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
IMOBILIZADO						
Imobilizações Incorpóreas	187	349	0	0	187	349
Imobilizações Corpóreas	4 465 123	4 422 741	0	0	4 465 123	4 422 741
Imobilizado em Curso	184 549	193 138	0	0	184 549	193 138
Investimento Financeiro	105 100	105 100	0	0	105 100	105 100
	4 754 959	4 721 328	0	0	4 754 959	4 721 328
CIRCULANTE						
Existências						
Materiais Diversos	18 308	16 255	0	0	18 308	16 255
	18 308	16 255	0	0	18 308	16 255
Dividas de Terceiros Médio e Longo Prazos						
Autarquias - Divida 31/12/88	82 580	82 042	0	0	82 580	82 042
Empresas do Grupo ^[1]	0	115 000	0	0	0	115 000
Activo Regulatório PAR	330 492	353 678	0	0	330 492	353 678
Outros Devedores	2 226	2 268	0	0	2 226	2 268
	415 298	552 988	0	0	415 298	552 988
Dividas de Terceiros - Curto Prazo						
Autarquias - Divida 31/12/88	5 016	4 949	0	0	5 016	4 949
Clientes	180 290	276 247	0	0	180 290	276 247
Empresas do Grupo ^[1]	0	90	0	0	0	90
Estado e Outros Entes Públicos	6 736	8 182	0	0	6 736	8 182
Outros Devedores	47 840	23 815	0	0	47 840	23 815
	239 882	313 284	0	0	239 882	313 284
Depósitos Bancários e Caixa	880	27 883	0	0	880	27 883
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Proveitos	242 834	300 996	61 376	58 373	304 210	359 369
Ajustamento Tarifário	55 560	46 660	61 376	58 373	116 936	105 033
Acessos a Facturar	173 625	240 896	0	0	173 625	240 896
Outros Acréscimos de Proveitos	13 649	13 440	0	0	13 649	13 440
Custos Diferidos	183 835	193 240	8 942	7 499	192 777	200 739
Grandes Reparações	60	92	0	0	60	92
Activo por Impostos Diferidos	179 401	187 769	8 942	7 499	188 343	195 268
Outros Custos Diferidos	4 374	5 379	0	0	4 374	5 379
	426 669	494 236	70 318	65 872	496 987	560 108
TOTAL DO ACTIVO	5 855 996	6 125 974	70 318	65 872	5 926 314	6 191 846

Nota:

[1] - Empresas do Grupo inclui o sistema financeiro Holding e os 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 2009 (cont)

Unidade: milhares euros

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição					
	Distribuição de Energia Eléctrica		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Total Actividades Reguladas	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
CAPITAIS PRÓPRIOS						
Capital	1 024 196	1 024 196	0	0	1 024 196	1 024 196
Prestações Suplementares	95 000	95 000	0	0	95 000	95 000
Reservas + Resultados Transitados	415 975	352 647	-50 963	7 843	365 012	360 490
Resultado Líquido do Exercício	156 003	170 390	2 273	-58 806	158 276	111 583
	1 691 174	1 642 233	-48 690	-50 963	1 642 484	1 591 269
Dividendos Antecipados	-40 411	-21 677	-589	0	-41 000	-21 677
Total do Capital Próprio	1 650 763	1 620 556	-49 279	-50 963	1 601 484	1 569 592
PASSIVO						
Provisão para riscos e encargos						
Provisão para pensões e actos médicos	830 314	863 080	0	0	830 314	863 080
Outras provisões	62 631	64 789	0	0	62 631	64 789
	892 945	927 869	0	0	892 945	927 869
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo						
Empresas do Grupo ^[1]	624 264	1 334 064	0	0	624 264	1 334 064
Outros Credores	717	748	0	0	717	748
Conta Regularização (DL 344-B/82)	539	794	0	0	539	794
	625 520	1 335 606	0	0	625 520	1 335 606
Dividas a Terceiros - Curto prazo						
Fornecedores c/c	138 786	255 419	0	0	138 786	255 419
Empresas do Grupo ^[1]	763 926	251 360	-4 981	66 856	758 945	318 217
Estado e Outros Entes Públicos	13 457	21 612	0	0	13 457	21 612
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	17 290	12 123	0	0	17 290	12 123
Outros Credores	116 456	82 275	0	0	116 456	82 275
	1 049 915	622 789	-4 981	66 856	1 044 934	689 646
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Custos	46 505	65 783	107 356	34 510	153 861	100 293
Remunerações a Liquidar	41 654	42 014	0	0	41 654	42 014
Ajustamento Tarifário	-15 670	-11 925	33 746	27 452	18 076	15 527
Outros Acréscimos de Custos	20 521	35 694	73 610	7 058	94 131	42 752
Proveitos Diferidos	1 590 348	1 553 371	17 222	15 469	1 607 570	1 568 840
Subsídios para Investimento	1 542 390	1 502 098	0	0	1 542 390	1 502 098
Passivo por Impostos Diferidos	47 958	51 273	17 222	15 469	65 180	66 742
	1 636 853	1 619 154	124 578	49 979	1 761 431	1 669 133
Total do Passivo	4 205 233	4 505 418	119 597	116 835	4 324 830	4 622 254
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	5 855 996	6 125 974	70 318	65 872	5 926 314	6 191 846

Nota:

[1] - Empresas do Grupo inclui o sistema financeiro Holding e os 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 2009

Unidade: milhares euros

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição					
	Distribuição de Energia Eléctrica		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Total Actividades Reguladas	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	1 515 605	1 502 685	450 983	1 204 410	1 966 588	2 707 095
Vendas						
De energia eléctrica (Acessos)	1 204 963	1 179 446	344 063	1 165 524	1 549 026	2 344 970
Materiais diversos	5 155	4 008	0	0	5 155	4 008
Tarifa Social	0	0	-79	0	-79	0
Correcção Hidraulicidade	0	0	0	0	135 070	0
PPDA Subs Investimento	-2 671	0	0	0	-2 671	0
Desvio Tarifário ano 2009 (ano n)	15 670	46 660	-33 746	58 373	-18 076	105 033
Reversão Desvio Tarifário ano 2007 (ano n-2)	-11 924	-58 196	29 189	3 231	17 265	-54 965
Desvio Tarifário 2008 (ano n-1)	6 182	3 450	0	2	6 182	3 452
Recuperação défice tarifário 2006/2008	0	0	-23 514	-22 720	-23 514	-22 720
Prestações de serviços	15 245	33 796	0	0	15 245	33 796
Trabalhos para a própria empresa	164 003	178 352	0	0	164 003	178 352
Proveitos suplementares	6 721	5 932	0	0	6 721	5 932
Subsídios à exploração	2 212	3 024	0	0	2 212	3 024
Compensação de Amortizações de Imobiliz. Subsidiados	88 432	91 372	0	0	88 432	91 372
Outros proveitos e ganhos operacionais	12 080	8 690	0	0	12 080	8 690
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	9 537	6 151	0	0	9 537	6 151
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	1 381 322	1 410 782	449 646	1 198 269	1 830 968	2 609 051
Custo das mercadorias vendidas e consumidas						
Aquisições à RNT TE+UGS+URT	0	0	0	557 778	801 284	557 778
Aquisições aos PRE - Sobrecustos	0	0	-351 638	640 491	-351 638	640 491
Materiais diversos	87 085	97 370	0	0	87 085	97 370
Fornecimentos e serviços externos	228 410	225 878	0	0	228 410	225 878
Custos com o pessoal	329 135	314 475	0	0	329 135	314 475
Amortizações do Imobilizado	363 090	357 969	0	0	363 090	357 969
Provisões, Amortizações e Ajustamentos Dividas Clientes	105 238	160 100	0	0	105 238	160 100
Impostos	1 874	1 706	0	0	1 874	1 706
Outros custos e perdas operacionais	266 490	253 284	0	0	266 490	253 284
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	134 283	91 903	1 337	6 141	135 620	98 044
Proveitos e ganhos financeiros (D)	11 600	27 220	3 003	0	14 603	27 220
Custos e perdas financeiras (E)	79 106	110 259	892	846	79 998	111 105
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-67 506	-83 039	2 111	-846	-65 395	-83 885
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	66 777	8 864	3 448	5 295	70 225	14 159
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	166 268	173 645	0	0	166 268	173 645
Custos e perdas extraordinários (I)	12 574	28 385	0	0	12 574	28 385
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	153 694	145 260	0	0	153 694	145 260
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	220 471	154 124	3 448	5 295	223 919	159 419
IRC (L)	64 468	-16 265	1 175	64 101	65 643	47 836
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	156 003	170 390	2 273	-58 806	158 276	111 583

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 2009.

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 2009

Unidade: milhares euros

Rubricas	Comercializador Regulado					
	Comercialização		Compra Venda Energia Eléctrica		Total Actividades Reguladas	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
IMOBILIZADO						
Imobilizações Corpóreas	28	28	410	26	438	54
Imobilizado em Curso	0	0	0	226	0	226
	28	28	410	252	438	280
CIRCULANTE						
Dividas de Terceiros Médio e Longo Prazos						
Outros Devedores	0	0	700	1 212 256	700	1 212 256
	0	0	700	1 212 256	700	1 212 256
Dividas de Terceiros - Curto Prazo						
Clientes	309 659	457 791	98	0	309 757	457 791
Empresas do Grupo	169 233	0	630 213	0	799 446	0
Estado e Outros Entes Públicos	43 423	1 040	0	35 091	43 423	36 131
Outros Devedores	12 255	69 969	0	0	12 255	69 969
	534 570	528 800	630 311	35 091	1 164 881	563 891
Depósitos Bancários e Caixa	40	0	0	0	40	0
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Proveitos	247 675	332 559	519 113	227 296	766 788	559 855
Ajustamento Tarifário	0	-766	518 915	129 653	518 915	128 887
Energia a Facturar	234 690	230 887	0	0	234 690	230 887
Outros Acréscimos de Proveitos	12 985	102 438	198	97 643	13 183	200 081
Custos Diferidos	21 531	5 134	296 627	94 469	318 158	99 603
Activo por Impostos Diferidos	7 620	5 134	296 627	75 642	304 247	80 776
Outros Custos Diferidos	13 911	0	0	18 827	13 911	18 827
	269 206	337 693	815 740	321 765	1 084 946	659 458
TOTAL DO ACTIVO	803 844	866 521	1 447 161	1 569 364	2 251 005	2 435 885

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 2009 (cont)

Rubricas	Comercializador Regulado					
	Comercialização		Compra Venda Energia Eléctrica		Total Actividades Reguladas	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
CAPITAIS PRÓPRIOS						
Capital	10 100	10 100	0	0	10 100	10 100
Prestações Suplementares	95 000	95 000	0	0	95 000	95 000
Reservas + Resultados Transitados	-3 779	25 189	-87 615	-60 286	-91 394	-35 097
Resultado Líquido do Exercício	2 886	-28 968	15 492	-27 329	18 378	-56 297
	104 207	101 321	-72 123	-87 615	32 084	13 706
PASSIVO						
Provisão para riscos e encargos						
Outras provisões	5 496	4 692	120	133	5 616	4 825
	5 496	4 692	120	133	5 616	4 825
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo						
Empresas do Grupo	0	115 000	0	0	0	115 000
Outros Credores	26 140	27 551	0	0	26 140	27 551
	26 140	142 551	0	0	26 140	142 551
Dividas a Terceiros - Curto prazo						
Fornecedores c/c	268 282	391 705	0	0	268 282	391 705
Empresas do Grupo	0	-209 007	0	912 230	0	703 223
Estado e Outros Entes Públicos	182	185	29	23	211	208
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	1	17	28	22	29	39
Outros Credores	34 883	50 983	262 167	114 207	297 050	165 190
	303 348	233 883	262 224	1 026 482	565 572	1 260 365
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Custos	364 653	361 776	1 119 428	295 946	1 484 081	657 722
Remunerações a Liquidar	121	112	130	132	251	244
Ajustamento Tarifário	7 409	0	1 119 229	283 699	1 126 638	283 699
Aquisições de Acessos	315 754	349 595	0	0	315 754	349 595
Outros Acréscimos de Custos	41 369	12 069	69	12 115	41 438	24 184
Proveitos Diferidos	0	22 298	137 512	334 418	137 512	356 716
Passivo por Impostos Diferidos	0	-25	137 512	334 418	137 512	334 393
Outros Proveitos Diferidos	0	22 323	0	0	0	22 323
	364 653	384 074	1 256 940	630 364	1 621 593	1 014 438
Total do Passivo	699 637	765 200	1 519 284	1 656 979	2 218 921	2 422 179
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	803 844	866 521	1 447 161	1 569 364	2 251 005	2 435 885

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 2009

Unidade: milhares euros

Rubricas	Comercializador Regulado							
	Comercialização		Compra e Venda de Energia Eléctrica		Compra Venda Acesso Rede Transporte e Distribuição *		Total Actividades Reguladas	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	125 521	106 336	3 204 045	4 092 018	1 393 766	2 265 395	4 723 332	6 463 749
Vendas	107 347	93 850	3 204 043	4 092 016	1 393 766	2 265 395	4 705 156	6 451 261
De energia eléctrica	113 949	94 572	3 243 541	3 255 944	1 393 766	2 265 395	4 751 256	5 615 911
Tarifa social	0	0	79	0	0	0	79	0
Desvio Tarifário 2009	-6 651	0	-783 822	0	0	0	-790 473	0
Défice tarifário 2009	0	0	447 469	0	0	0	447 469	0
Desvio Tarifário 2008	0	-722	9 111	873 126	0	0	9 111	872 404
Reversão Desvio Tarifário 2008	0	0	298 729	0	0	0	298 729	0
Reversão Desvio Tarifário 2007	49	0	-11 064	0	0	0	-11 015	0
Reversão Desvio Tarifário 2006	0	0	0	-62 665	0	0	0	-62 665
Desvio Tarifário 2007	0	0	0	24 222	0	0	0	24 222
Recuperação Défice Tarifário 2006/2007	0	0	0	3 787	0	0	0	3 787
Amortização Défice Tarifário 2006/2007	0	0	0	-2 398	0	0	0	-2 398
Prestações de serviços	8 474	7 490	0	0	0	0	8 474	7 490
Proveitos suplementares	210	172	2	2	0	0	212	174
Subsídios à exploração	1 362	1 026	0	0	0	0	1 362	1 026
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	0	0	0	0	0	0	0
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	8 128	3 798	0	0	0	0	8 128	3 798
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	132 999	144 413	3 198 456	4 095 594	1 393 766	2 265 395	4 725 221	6 505 402
Custo das mercadorias vendidas e consumidas								
Aquisições à RNT	0	0	-33 510	-13 469	0	0	-33 510	-13 469
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
Acerto Contas	0	0	34 376	45 526	0	0	34 376	45 526
Serviços de Sistema	0	0	35 813	28 728	0	0	35 813	28 728
Aquisições aos PRE	0	0	1 734 559	529 837	0	0	1 734 559	529 837
Aquisições aos Microprodutores	0	0	6 820	66	0	0	6 820	66
Aquisições em Mercado	0	0	1 408 211	3 493 418	0	0	1 408 211	3 493 418
Acessos	0	0	0	0	1 393 766	2 265 395	1 393 766	2 265 395
Fornecimentos e serviços externos ^[1]	104 281	121 489	11 272	10 496	0	0	115 553	131 985
Custos com o pessoal ^[1]	634	567	685	665	0	0	1 319	1 232
Amortizações do Imobilizado	8	1	10	2	0	0	18	3
Provisões e Ajustamentos Dividas Clientes	25 876	21 139	120	133	0	0	25 996	21 272
Impostos ^[1]	241	1	2	2	0	0	243	3
Outros custos e perdas operacionais	1 959	1 216	98	190	0	0	2 057	1 406
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	-7 478	-38 077	5 589	-3 576	0	0	-1 889	-41 653
Proveitos e ganhos financeiros (D)	12 247	10 441	72 957	8 134	0	0	85 204	18 575
Custos e perdas financeiras (E)	1 954	3 423	57 201	30 469	0	0	59 155	33 892
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	10 293	7 018	15 756	-22 335	0	0	26 049	-15 317
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	2 815	-31 059	21 345	-25 911	0	0	24 160	-56 970
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	1 404	2 258	133	379	0	0	1 537	2 637
Custos e perdas extraordinários (I)	241	1 753	129	11	0	0	370	1 764
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	1 163	505	4	368	0	0	1 167	873
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	3 978	-30 554	21 349	-25 543	0	0	25 327	-56 097
IRC (L)	1 092	-1 586	5 857	1 786	0	0	6 949	200
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	2 886	-28 968	15 492	-27 329	0	0	18 378	-56 297

Nota: ^[1] Inclui 1 362 milhares de euros referentes ao subsídio no âmbito do PPEC.

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 2009.

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 2009

Unidade: 10³ EUR

ACTIVO	EDA	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	2 080	1 878	167	35
Imobilizações Corpóreas	371 480	163 424	205 376	2 680
Imobilizado em Curso	58 945	37 260	21 628	57
Investimento Financeiro	49 698	49 698	0	0
	482 203	252 261	227 171	2 772
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos, Produtos e Trabalhos em Curso	6 142	4 005	2 135	2
	6 142	4 005	2 135	2
Dívidas de Terceiros				
Clientes (valor líquido)	14 612	9 775	4 641	196
Estado e Outros Entes Públicos	2 643	1 644	991	8
Outros Devedores (valor líquido)	33 631	29 159	4 329	143
	50 886	40 578	9 961	347
Depósitos Bancários e Caixa	415	187	151	77
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	43 579	34 790	8 587	202
Custos Diferidos	10 516	6 461	3 860	195
	54 096	41 252	12 447	397
TOTAL DO ACTIVO	593 741	338 282	251 864	3 595

CAPITAL PRÓPRIO e PASSIVO	EDA	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital, Reservas, Resultados Transitados	113 530	88 188	29 763	-4 421
Resultado Líquido do Exercício	14 847	9 285	8 729	-3 167
Total do Capital Próprio	128 376	97 473	38 492	-7 589
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Empréstimos	274 153	148 292	122 387	3 473
Outros Credores	0	0	0	0
	274 153	148 292	122 387	3 473
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Empréstimos	19 784	10 703	8 830	251
Fornecedores c/c	17 771	8 018	6 457	3 296
Estado e Outros Entes Público	719	307	289	123
Fornecedores de Imobilizado	11 963	5 687	6 250	26
Outros Credores	1 114	479	209	426
	51 350	25 194	22 036	4 120
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	57 189	32 831	20 800	3 557
Proveitos Diferidos	82 674	34 492	48 149	32
	139 862	67 324	68 949	3 590
Total do Passivo	465 365	240 810	213 372	11 183
TOTAL do CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO	593 741	338 282	251 864	3 595

Fonte: EDA

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008 E 2009 A REPERCUTIR EM 2010

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-12 - Demonstração de Resultados da EDA em 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica				Comercialização de Energia Eléctrica			Total das actividades reguladas
		AT	AT/MT	BT	Total da Distribuição	MT	BT	Total da Comercialização	
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	104 565	0	17 697	28 855	46 551	2 017	1 084	3 102	154 219
Vendas									
De energia eléctrica	70 791		9 034	14 752	23 786	188	2 222	2 410	96 987
Compensação tarifária	31 299		5 581	8 211	13 791	1 823	-1 548	275	45 365
Ajustamento	0				0			0	0
Materiais diversos	0		0	0	0			0	0
Prestações de serviços	0		0	298	298	0	368	368	666
Variação da produção	0		0	0	0			0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui enc. Financeiros)	610		2 938	5 176	8 113	1	20	21	8 745
Proveitos suplementares	63		143	220	364	1	11	11	438
Subsídios à exploração	0		0	0	0	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	1 802		1	198	199	5	12	16	2 018
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	102 079	0	12 389	22 365	34 754	349	6 041	6 390	143 222
Custo das mercadorias vendidas e consumidas									
Compras de Energia Eléctrica	18 681				0			0	18 681
Combustíveis, lubrificantes e outros	50 595				0			0	50 595
Materiais Diversos	3 716		1 933	3 943	5 875	0	5	5	9 597
Fornecimentos e serviços externos	5 256		2 318	4 150	6 468	107	2 761	2 867	14 591
Custos com o pessoal	11 756		3 819	7 235	11 054	161	2 891	3 052	25 863
Amortizações	11 893		4 102	6 807	10 910	28	290	318	23 121
Provisões	0		0	0	0	53	84	136	136
Impostos	148		181	58	238,834	1	9	9	396
Outros custos e perdas operacionais	33		36	172	208	0	1	1	242
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	2 486	0	5 308	6 490	11 798	1 668	-4 956	-3 288	10 996
Proveitos e ganhos financeiros (D1)	8 954		206	336	542	38	452	491	9 987
Encargos financeiros imputados ao investimento (D2)	770		471	260	731	0	2	3	1 503
Custos e perdas financeiras (E)	5 048		1 437	2 347	3 784	16	186	202	9 034
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D1 + D2) - (E)	4 676	0	-760	-1 751	-2 511	23	268	291	2 456
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	7 162	0	4 548	4 740	9 287	1 691	-4 688	-2 997	13 452
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	1 824		1 055	1 636	2 690	1	32	55	4 570
Custos e perdas extraordinários (I)	112		5	5	10	0	2	5	127
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	1 713	0	1 050	1 631	2 681	0	30	49	4 443
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	8 875	0	5 598	6 370	11 968	1 691	-4 658	-2 948	17 895
IRC (L)	-410		1 983	3 239	3 239	16	185	201	3 029
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	9 285	0	3 615	3 131	8 729	1 675	-4 843	-3 148	14 866
Amortizações Imobilizado participativo	1 807		1 048	1 623	2 671	0	0	0	4 478
Utilização de provisões	5		3	7	10	40	52	92	107

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 2009.

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 2009

Unidade: 10³ EUR

ACTIVO	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	11 159	11 033	119	8
Imobilizações Corpóreas em exploração	347 346	177 340	166 840	3 165
Imobilizado em Curso	21 271	13 856	7 314	101
Investimento Financeiro	20 851	13 674	6 274	902
	400 627	215 903	180 547	4 177
CIRCULANTE				
Existências				
Matérias Primas e Materiais Diversos	14 027	8 963	5 057	7
	14 027	8 963	5 057	7
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos				
Protocolos com Entidades Oficiais	41 487	27 149	11 198	3 140
	41 487	27 149	11 198	3 140
Dívidas de Terceiros				
Clientes C/ Corrente	78 336	50 007	25 893	2 436
Clientes Cobrança Duvidosa	922	597	277	48
Accionistas	3 183	1 812	1 185	186
Estado e Outros Entes Públicos	1 277	1 036	226	14
Outros Devedores	4 654	2 094	2 248	312
	88 371	55 546	29 829	2 995
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	760	407	324	29
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proventos	78 784	38 258	37 517	3 010
Compensação Tarifária (1998-2002)	18 087	11 836	4 882	1 369
Valor para ajustamento	51 794	20 352	30 260	1 182
Outros Proventos	8 903	6 069	2 375	459
Custos Diferidos	4 993	2 059	2 593	341
Grandes Reparações	0	0	0	0
Impostos diferidos	0	0	0	0
Outros Custos	4 993	2 059	2 593	341
	83 777	40 317	40 109	3 351
TOTAL DO ACTIVO	629 048	348 285	267 064	13 699
PASSIVO E CAPITAIS PRÓPRIOS	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	113 569	67 275	46 784	-491
Resultado Líquido do Exercício	4 002	1 897	3 222	-1 117
Total do Capital Próprio	117 570	69 172	50 006	-1 608
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	27 915	8 716	16 599	2 599
Outras provisões	9 162	979	7 892	292
	37 077	9 695	24 491	2 891
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	295 425	155 584	130 960	8 881
Outros Credores	0	0	0	0
	295 425	155 584	130 960	8 881
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	42 607	39 814	2 238	555
Dívida a Instituições de Crédito	63 621	33 506	28 203	1 913
Estado e Outros Entes Públicos	1 620	496	944	181
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	8 676	1 824	6 835	18
Outros Credores	10 826	9 032	1 408	386
	127 351	84 671	39 627	3 052
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	13 669	2 475	10 726	469
Remunerações a Liquidar	4 089	1 277	2 432	381
Valor para ajustamento	0	0	0	0
Outros	9 580	1 198	8 294	88
Proventos Diferidos	37 955	26 687	11 255	13
Subsídios para Investimento	36 946	26 157	10 785	4
Impostos Diferidos	1 009	530	470	9
Outros	0	0	0	0
	51 625	29 162	21 981	482
Total do Passivo	511 478	279 113	217 058	15 307
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	629 048	348 285	267 064	13 699

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 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	181 763	108 618	68 233	4 911
Vendas				
De energia eléctrica	116 183	81 627	31 678	2 878
Convergência tarifária	32 966	24 520	7 545	901
Ajustamento	2 538	-9 566	11 838	266
Materiais diversos	621	0	0	621
Prestações de serviços	170	0	45	125
Variação da produção	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa	21 274	4 119	17 104	51
Proveitos suplementares	93	0	23	70
Subsídios à exploração	7 918	7 918	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	0	0	0
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	171 842	105 069	60 829	5 944
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Combustíveis, lubrificantes e outros	40 018	40 018	0	0
Compras de Energia Eléctrica	25 674	25 674	0	0
Materiais diversos	9 707	3 463	6 033	211
Fornecimentos e serviços externos	16 288	3 978	10 931	1 379
Custos com o pessoal	35 035	10 940	20 833	3 262
Amortizações	26 342	12 957	12 627	758
Provisões	4 209	1 689	2 199	321
Impostos	8 198	442	7 747	9
Outros custos e perdas operacionais	6 371	5 907	460	4
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	9 921	3 550	7 404	-1 033
Proveitos e ganhos financeiros (D)	5 381	3 345	1 859	176
Custos e perdas financeiras (E)	14 468	7 730	6 186	553
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-9 087	-4 384	-4 326	-377
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	834	-834	3 078	-1 410
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	4 694	3 656	1 036	2
Custos e perdas extraordinários (I)	461	420	34	7
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	4 233	3 237	1 002	-5
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	5 067	2 402	4 080	-1 415
IRC (L)	1 066	505	858	-298
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	4 002	1 897	3 222	-1 117

Fonte: EEM