

**AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A
REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2012**

dezembro 2011

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 2010 NO CONTINENTE.....	3
2.1	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE).....	3
2.1.1	Ajustamento em 2010 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	4
2.1.2	Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e das licenças de emissão de CO ₂ em 2010.....	10
2.2	Gestão Global do Sistema	12
2.2.1	Custos de gestão do sistema.....	14
2.2.2	Custos de Gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE.....	16
2.2.3	Custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo.....	16
2.3	Transporte de Energia Elétrica.....	17
2.3.1	Custos operacionais de exploração	18
2.3.2	Valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência	18
2.3.3	Incentivo à manutenção do equipamento em fim de vida útil	20
2.3.4	Custos com compensação entre operadores da rede de transporte.....	20
2.3.5	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	21
2.3.6	Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de transporte de Eletricidade	22
2.4	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	23
2.5	Distribuição de Energia Elétrica.....	25
2.5.1	Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição	27
2.5.2	Nível de perdas nas redes de distribuição	27
2.5.3	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	31
2.5.4	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	33
2.6	Comercialização	33
2.7	Compra e Venda de Energia Elétrica.....	36
2.8	Proveitos a proporcionar por atividade no Continente.....	41
3	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	43
3.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	44
3.1.1	Custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores.....	45
3.1.2	Custo com os combustíveis	46
3.1.2.1	Licenças de CO ₂	46
3.1.3	Outros proveitos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	47
3.1.4	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	47
3.2	Distribuição de Energia Elétrica.....	48
3.2.1	Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição	50
3.2.2	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	52
3.3	Comercialização de Energia Elétrica	52

3.4	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma dos Açores.....	54
4	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA..	57
4.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	57
4.1.1	Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar	60
4.1.2	Custos com aquisição de energia elétrica	62
4.1.2.1	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM.....	62
4.1.2.2	Custos com aquisição de energia elétrica ao SIM.....	63
4.1.3	Custos com os combustíveis.....	64
4.1.4	Licenças de CO ₂	65
4.1.5	Custos anuais de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	65
4.1.6	Outros proveitos	67
4.1.7	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	67
4.2	Distribuição de Energia Elétrica	68
4.2.1	Energia entregue pela rede de distribuição	70
4.2.2	Custos decorrentes do efeito do temporal de 2010 na ilha da Madeira	72
4.2.3	Outros custos	73
4.2.4	Custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental.....	73
4.3	Comercialização de Energia Elétrica	73
4.3.1	Número médio de clientes.....	75
4.3.2	Outros custos aceites.....	75
4.4	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma da Madeira.....	75
5	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011, NO CONTINENTE.....	79
5.1	Compra e Venda de Energia Elétrica.....	79
5.2	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	79
5.2.1	Análise do sobrecusto	80
5.2.2	Mecanismos de gestão dos CAE	83
5.3	Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso.....	84
6	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	89
6.1	Balanço de energia elétrica no Continente	89
6.2	Balanço de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores	90
6.3	Balanço de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira.....	92
7	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS	95
7.1	REN Trading	95
7.2	REN	98
7.3	EDP Distribuição	101
7.4	EDP Serviço Universal, SA	104
7.5	EDA.....	106
7.6	EEM	107
	ANEXO - PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO -	111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do preço médio de mercado no pólo português	7
Figura 2-2 - <i>Mark-up</i> em 2010.....	8
Figura 2-3 - Comparação entre a margem operacional e custo unitário de entrada em <i>take or pay</i>	9
Figura 2-4 - Compensação entre TSO	21
Figura 2-5 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respetivos valores dos parâmetros para 2009-2011	23
Figura 2-6 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição entre 2009-2011	28
Figura 2-7 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída	29
Figura 2-8 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	30
Figura 2-9 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2010	33
Figura 2-10 - Evolução do preço CIF do carvão API # 2 ARA.....	38
Figura 2-11 - Evolução do preço petróleo Brent	39
Figura 4-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	60
Figura 5-1 - Evolução do preço médio ponderado da energia elétrica em Portugal	82
Figura 5-2 - Quantidades produzidas previstas e ocorridas	83

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2010.....	3
Quadro 2-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica 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 elétrica	7
Quadro 2-6 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência.....	9
Quadro 2-7 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2010.....	10
Quadro 2-8 - Proveitos com o mecanismo de otimização 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 2012.....	12
Quadro 2-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2010	13
Quadro 2-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	14
Quadro 2-13 - Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS.....	15
Quadro 2-14 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2010	18
Quadro 2-15 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2010	19
Quadro 2-16 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2009.....	19
Quadro 2-17 - Ajustamento dos custos de referência de 2009 com base em valores auditados aceites pela ERSE.....	20
Quadro 2-18 - Custos com a promoção do desempenho ambiental	22
Quadro 2-19 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	24
Quadro 2-20 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	26
Quadro 2-21 - Energia entregue pela rede de Distribuição	27
Quadro 2-22 - Valores de perdas de referência do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	28
Quadro 2-23 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição nos dois primeiros anos do período regulatório de 2009-2011.....	30
Quadro 2-24 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2010	31
Quadro 2-25 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2010.....	32
Quadro 2-26 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2010 ...	32
Quadro 2-27 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	35
Quadro 2-28 - Número de clientes do CUR	36
Quadro 2-29 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE	37
Quadro 2-30 - Preço médio ponderado da energia elétrica em Portugal	38

Quadro 2-31 - Condições de referência para a previsão do preço médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2010.....	39
Quadro 2-32 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	40
Quadro 2-33 – Desvio da aditividade tarifária.....	41
Quadro 2-34 - Proveitos permitidos em 2010 e ajustamento em 2012	42
Quadro 3-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	45
Quadro 3-2 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA	46
Quadro 3-3 - Custos com combustíveis previstos e verificados	46
Quadro 3-4 - Movimentos das licenças de CO ₂	47
Quadro 3-5 - Outros proveitos da AGS.....	47
Quadro 3-6 - Calculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	48
Quadro 3-7 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49
Quadro 3-8 - Energia entregue pelas redes da distribuição	50
Quadro 3-9 - Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros.....	51
Quadro 3-10 - Estrutura dos Proveitos permitidos considerados em Tarifas 2010	51
Quadro 3-11 - Custos aceites do PPDA executado em 2010.....	52
Quadro 3-12 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	53
Quadro 3-13 - Número médio de clientes	54
Quadro 3-14 - Proveitos permitidos em 2010 e ajustamento em 2012, na RAA.....	55
Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	59
Quadro 4-2 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	62
Quadro 4-3 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SPM.....	63
Quadro 4-4- Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	63
Quadro 4-5 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	64
Quadro 4-6 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2010 previstos e ocorridos.....	64
Quadro 4-7 - Custo com o fuelóleo em 2010	65
Quadro 4-8 - Custos anuais de exploração afetos a AGS.....	67
Quadro 4-9 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	69
Quadro 4-10 - Energia entregue pelas redes de distribuição	70
Quadro 4-11 - Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros.....	71
Quadro 4-12 - Estrutura dos Proveitos Permitidos em Tarifas 2010	72
Quadro 4-13 - Custos aceites dos PPDA executados em 2010	73
Quadro 4-14 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	74
Quadro 4-15 - Número médio de clientes	75
Quadro 4-16 - Proveitos permitidos em 2010 e ajustamento em 2012	77

Quadro 5-1 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2011	80
Quadro 5-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2011	81
Quadro 5-3 - Pressupostos considerados	83
Quadro 5-4 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE	85
Quadro 5-5 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura	86
Quadro 5-6 - Aquisições do comercializador de último recurso	87
Quadro 5-7 - Cálculo do ajustamento da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica em 2011	87
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão	89
Quadro 6-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição	90
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA	91
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM	93
Quadro 7-1 - Balanço da REN Trading, S.A. em 2010	96
Quadro 7-2 - Demonstração de Resultados da REN Trading, S.A., em 2010	97
Quadro 7-3 - Balanço da REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. em 2010	99
Quadro 7-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Elétrica Nacional, S.A. em 2010	100
Quadro 7-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2010	102
Quadro 7-6 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2010	103
Quadro 7-7 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2010	104
Quadro 7-8 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2010	105
Quadro 7-9 - Demonstração de Resultados da EDA em 2010	106
Quadro 7-10 - Balanço da EEM em 2010	108
Quadro 7-11 - Demonstração de Resultados da EEM em 2010	109

1 INTRODUÇÃO

Neste documento analisa-se o ano de 2010 de todas as atividades reguladas e para o ano de 2011 as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2012. Relativamente a 2010, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, 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 2010. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade.

No que se refere a 2011, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica 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 2010 de cada uma das atividades reguladas em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- No capítulo 5 calculam-se e justificam-se as principais parcelas do ajustamento provisório relativo a 2011 das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso.
- No capítulo 6 compara-se o balanço de energia elétrica verificado em 2010 com os valores previstos pela ERSE em 2009 para tarifas 2010.
- No capítulo 7 apresentam-se as demonstrações financeiras, por atividade, enviadas pelas empresas reguladas.

Todas as referências a artigos, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento estão de acordo com o Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de dezembro e as alterações introduzidas pelo Despacho n.º 19 059/2010, de 23 de dezembro. A atualização financeira é calculada ao abrigo do artigo 185.º do atual Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento ERSE 496/2011, de 19 de agosto.

2 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 NO CONTINENTE

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

De acordo com o artigo 71.º do Regulamento Tarifário, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2012, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os valores transferidos da atividade de Gestão Global do Sistema, e o montante aceite considerando os incentivos à otimização dos contratos de aquisição de energia elétrica e à ótima gestão das licenças de emissão de CO₂, referente a 2010, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respetivo artigo ao sobrecusto CAE real de 2010. Este montante é atualizado para 2012, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2010, acrescida do *spread* de 1,25 pontos percentuais e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano de 2011, acrescida de *spread* de 2,0 pontos percentuais.

O Quadro 2-1 reflete os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica de Agente Comercial em 2010 a repercutir nas tarifas de 2012 é de 20 293¹ milhares de euros.

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2010

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2010	Tarifas 2010
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	533 857	578 150
2	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	334 166	420 472
3	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 346
4	Ajustamento t-1	-64 852	-64 852
5	Ajustamento t-2	-24 185	-24 185
6	Incentivos CAE e CO ₂ t-2	2 639	
A = 1 - 2 + 3 - 4 - 5 + 6		291 367	248 060
B	Sobrecusto recuperado pela GGS	248 060	
C = (B - A) * I2010E * I2011E		-46 214	
D	Valores provisórios relativos a 2010 considerados nas tarifas de 2011	-63 945	
E = D * I2011E		-66 508	
$\frac{E}{I_{2010}}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2010 + spread	2,603%	
$\frac{E}{I_{2011}}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2011 + spread	4,007%	
F = C - E		20 293	

¹ Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a devolver pela empresa.

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

- Os custos de funcionamento considerados no processo de fixação de tarifas.
- Os proveitos associados ao mecanismo de otimização de gestão dos CAE e ao mecanismo de otimização 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 efetuada no ponto seguinte incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2010, ano t-2.

2.1.1 AJUSTAMENTO EM 2010 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 2-2 compara os valores do sobrecusto do Agente Comercial previsto para 2010 e do sobrecusto ocorrido nesse ano.

O diferencial de custo foi superior ao previsto em 27%, o que corresponde a mais de 42 milhões de euros.

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

Unidade: 10³ EUR

		2010 Tarifas (1)	2010 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	119 972	107 342	-12 631	-11%
(1b)	Turbogás	111 976	108 790	-3 185	-3%
(1)=(1a)+(1b)	Total	231 948	216 132	-15 816	-7%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	88 632	60 150	-28 481	-32%
(2b)	Turbogás	245 968	255 544	9 576	4%
(2)=(2a)+(2b)	Total	334 600	315 694	-18 905	-6%
Licenças de CO2					
(3a)	Tejo Energia	-584	-16 634	-16 051	2748%
(3b)	Turbogás	12 186	8 428	-3 758	-31%
(3c)	SWAP	0	40	40	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	Total	11 602	4 340	-7 263	-63%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	158 111	91 091	-67 020	-42%
(4b)	Turbogás	262 361	212 665	-49 697	-19%
(4)=(4a)+(4b)	Total	420 472	303 755	-116 717	-28%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	0	11 536	11 536	-
(5b)	Turbogás	0	11 523	11 523	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	0	23 058	23 058	-
Saldo VPP					
(6a)	Tejo Energia	0	-1 602	-1 602	-
(6b)	Turbogás	0	-1 244	-1 244	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	-2 845	-2 845	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	49 909	49 833	-76	0%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	107 769	149 819	42 050	39%
(7c)=(3c)	SWAP		40	40	-
(7)=(7a)+(7b)+(7c)	Total	157 679	199 691	42 013	27%

A importante diferença entre o verificado e o previsto decorre das receitas em 2010 terem sido muito inferiores às previsões para esse ano, em 28%, se não forem considerados os serviços de sistema, e cerca de 22%, se estes forem considerados. Em termos absolutos, e considerando os serviços de sistema, este diferencial corresponde a mais de 94 milhões de euros.

A diferença entre as receitas previstas e verificadas não foi anulada pela diferença em sentido oposto nos custos. Assim, os custos foram inferiores ao previsto em cerca de 42 milhões de euros, com desvios de 16 milhões de euros no encargo de potência, 19 milhões de euros no encargo de energia e de 7 milhões de euros nas licenças de CO₂.

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 elétrica produzida pelas centrais com CAE em 2010 foi inferior ao previsto em 1 260 GWh. Esta diferença reflete a tendência já iniciada no passado de diminuição da produção central da Tejo Energia.

Quadro 2-3 - Produção prevista e verificada

Unidade: GWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2010 (1)	Verificado 2010 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	2 990	1 692	-43,4%
Turbogás	5 000	5 038	0,8%
Total	7 990	6 730	-15,8%

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

Os custos variáveis unitários de produção são igualmente inferiores ao previsto, conforme se pode observar no Quadro 2-4.

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

Unidade: €/MWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2010 (1)	Verificado 2010 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	29,4	25,7	-12,7%
Turbogás	51,6	52,4	1,5%

Nota: Custo variável deduzido das perdas ou ganhos com licenças de emissão de CO₂

O Quadro 2-5 mostra o desvio ocorrido ao nível do preço médio de venda de energia elétrica nas duas centrais com CAE.

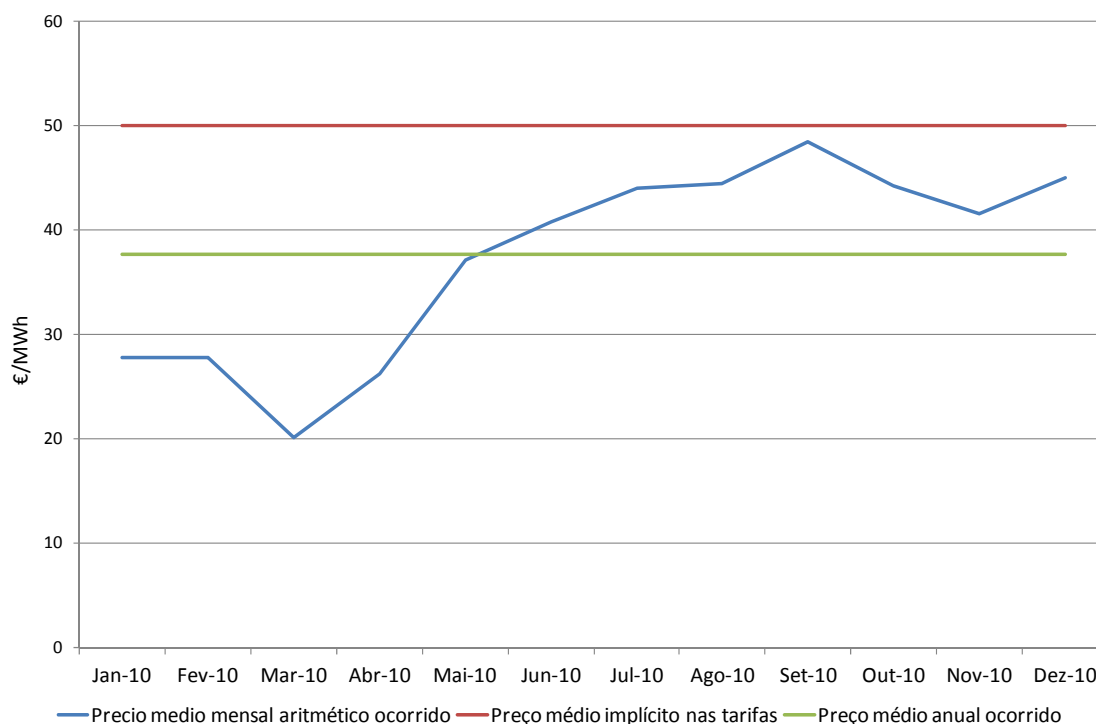
Quadro 2-5 - Preço médio de venda da energia elétrica

Unidade: €/MWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2010 (1)	Verificado 2010 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	52,9	60,7	14,7%
Turbogás	52,5	44,5	-15,2%

Registe-se que apesar do preço de energia elétrica em mercado ter sido substancialmente mais baixo do que o previsto², o preço de venda da energia elétrica da Tejo Energia foi superior ao previsto, por estas vendas terem ocorrido principalmente em horas de ponta.

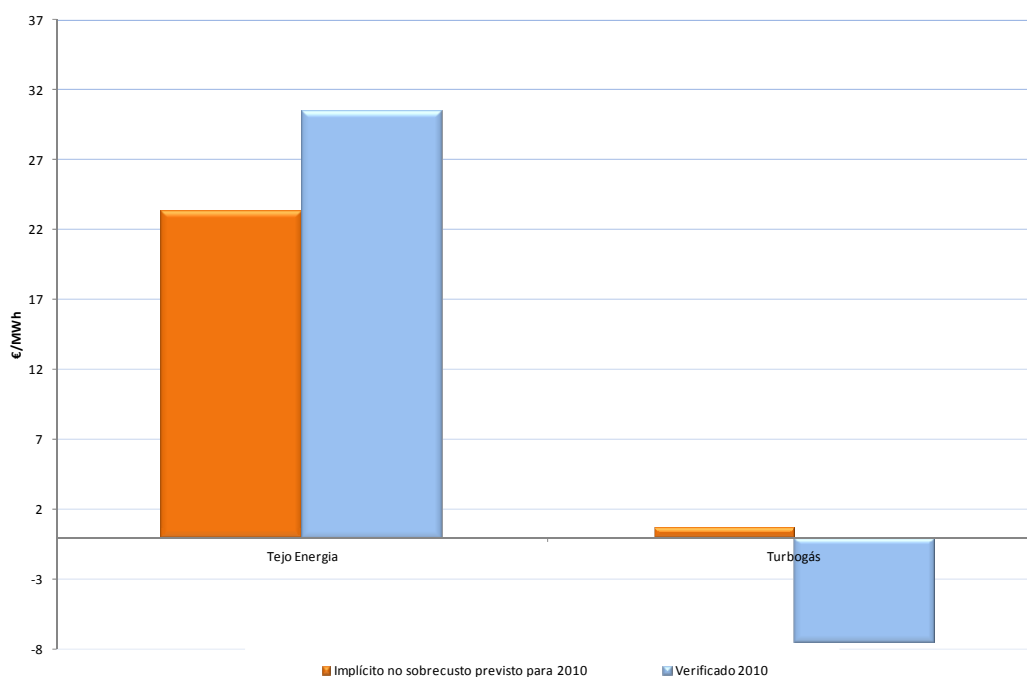
Figura 2-1 - Evolução do preço médio de mercado no pólo português



Fonte: ERSE, OMEL

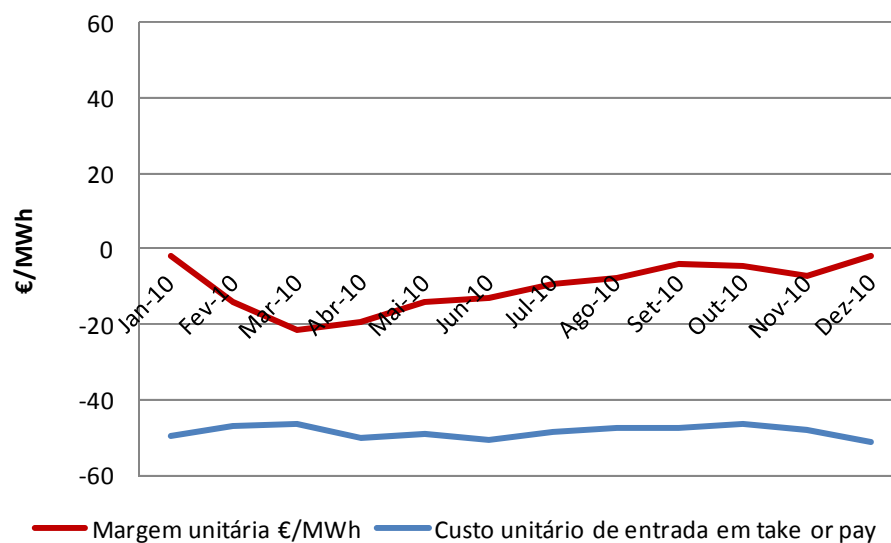
No caso da Tejo Energia verificou-se um menor valor dos custos unitários a par da manutenção das receitas unitárias face ao previsto, o que conduziu a um desvio favorável do *mark-up*. No caso da Turbogás, verificou-se o inverso, sendo que o *mark-up* foi favorável face a um desvio negativo do preço médio de venda superior ao desvio ocorrido ao nível dos custos unitários, como mostra a Figura 2-2.

² 37,6 €/MWh, tendo-se previsto 50 €/MWh.

Figura 2-2 - *Mark-up* em 2010

Fonte: ERSE, com base em dados REN

No caso da Turbogás, observa-se que o *mark-up* foi negativo em 2010. A gestão, aparentemente “antieconómica”, 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 foi em 2010 bastante superior ao valor da margem operacional negativa (incluindo os serviços de sistema), verificada neste ano.

Figura 2-3 - Comparação entre a margem operacional e custo unitário de entrada 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 elétrica aos produtores com CAE. Esta rubrica de custos está relacionada com o valor do investimento efetuado nas centrais, não variando com a produção de energia elétrica, 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 efetuadas para 2009. Esta diferença refletiu-se no facto do encargo de potência ter sido inferior ao previsto em cerca de 7%, o que corresponde a cerca de 16 milhões de euros.

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

	Implícito no sobrecusto previstos para 2010	Verificado em 2010
Taxa de inflação	2,0%	1,3%
Euribor 3 meses	4,6%	0,8%

Fonte: INE, Banco de Portugal

2.1.2 MECANISMO DE OTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA E DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ EM 2010

O Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de abril, da ERSE define dois mecanismos aplicáveis ao Agente Comercial, REN Trading: o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) e o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂.

O mecanismo de otimização 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 otimização 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 otimização 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}. Os dados disponíveis à data não permitem definir com certeza os valores relativos ao incentivo I₂, sendo que o apuramento do montante relativo a 2010 é ainda provisório. Tal procedimento já ocorreu no passado, para o incentivo I₂ relativo a 2008.

Quadro 2-7 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2010

Unid: EUR			
I ₁	I ₂	I ₃	Total I _{CVEE}
(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)
1 000 000	183 234	591 394	1 774 628

A REN Trading alcançou o valor máximo permitido pelo incentivo I_1 . Ao contrário do ano anterior, a REN Trading não alcançou o valor máximo do incentivo I_3 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 CO_2 .

Quadro 2-8 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO_2

Unid: EUR		
ICO_2	SWAP/2	Total
(1)	(2)	(3)=(1)+(2)
294 338	570 210	864 548

Pelo definido no Despacho n.º 11 210/2008, a soma dos resultados proporcionados pelos incentivos constantes do mecanismo $I_{C_{VEE}}$ com os resultados proporcionados pelo incentivo I_{CO_2} não pode ultrapassar 5,72 milhões de euros. Como se observa no quadro que se segue, este limite não foi ultrapassado.

A REN Trading atingiu cerca de 2,6 milhões de euros com a aplicação dos mecanismos, devido à incorporação dos ganhos com as operações de SWAP não sujeitos a esta limitação. Este valor é cerca de metade do valor atingido o ano anterior.

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

$I_{C_{VEE}}$			ICO_2	Total sujeito a limite	SWAP/2	Total
I_1	I_2	I_3	(4)	(5)=[(1)+(2)+(3)+(4)]<=5,72 M €	(6)	(7)=(6)+(5)
(1)	(2)	(3)				
1 000 000	183 234	591 394	294 338	2 068 966	570 210	2 639 176

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 deduzido aos proveitos permitidos da REN Trading definidos para 2012, de modo a permitir que os consumidores beneficiem de 50% dos ganhos com SWAP, como estabelece o Despacho n.º 11 210/2008.

Recorde-se que os resultados dos mecanismos são refletidos 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 2012

Unid: EUR		
I _{CVEE} + I _{CO₂}	SWAP/2	Efeito nos proveitos permitidos 2012
(1)	(2)	(3)=(1)-(2)
2 068 966	570 210	1 498 756

2.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

De acordo com os artigos 73.º e 74.º do Regulamento Tarifário, os proveitos a proporcionar em 2012 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2010 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 dos citados artigos aos valores verificados em 2010.

O Quadro 2-11 compara os valores verificados em 2010 ("2010"), com os previstos em 2009 para o cálculo das tarifas de 2010 ("Tarifas 2010"). O desvio a repercutir nas tarifas de 2012 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema fixada para 2009, 576 889 milhares de euros, e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais, 510 542 milhares de euros. Este montante é atualizado para 2012, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2010, acrescida do *spread* de 1,25 pontos percentuais e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano de 2011, acrescida do *spread* de 2,0 pontos percentuais. Este montante é corrigido do valor previsto considerado em Tarifas 2011 do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas de 9 919 milhares de euros atualizado para 2011 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano de 2011, acrescida do *spread* de 2,0 pontos percentuais.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema em 2010 a repercutir nas tarifas de 2012 é de 60 486³ milhares de euros.

³ Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 2-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2010

		2010	Tarifas 2010	Diferença 2010-Tarifas 2010	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
A	Custos de gestão do sistema	71 445	103 114	-31 669	-30,7%
a	$\dot{A}m_{GS1}$	8 072	8 486	-414	-4,9%
b	$\dot{A}ct_{GS1}$	45 726	53 698	-7 972	-14,8%
c	f_{GS1}	7,39	7,39		
d	CE_{GS1}	14 833	14 453	380	2,6%
e	Int_{GS1}	19 136	50 182	-31 046	-61,9%
g	$\Delta R^T_{GS,1-2}$	-26 024	-26 024	0	0,0%
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	439 097	440 512	-1 415	-1%
h	RA_{RA1}	79 103	79 103	0	0,0%
i	RA_{MA1}	74 198	74 198	0	0,0%
j	$\Delta RA^T_{COL,1}$	-6 064	-6 064	0	0,0%
k	R^{IC}_{CIVE1}	248 060	248 060	0	0,0%
l	$TER_{PUB1} = TER_{PUB(DH)1} + TER_{PUB(ZH)1}$	13 406	13 406	0	0,0%
	$TER_{PUB(DH)1} = Am^{Ter(DH)}_{PUB1} + Act^{Ter(DH)}_{PUB1}$				
	$Am^{Ter(DH)}_{PUB1}$	12 686	12 686	0	0,0%
	$Act^{Ter(DH)}_{PUB1}$	-0,40	-0,40	0	0,0%
	$Am^{Ter(ZH)}_{PUB1}$	14 016	14 016	0	0,0%
	$Act^{Ter(ZH)}_{PUB1}$	332 633	332 633	0	0,0%
	$TER_{PUB(ZH)1} = Am^{Ter(ZH)}_{PUB1}$	720	720	0	0,0%
	$Am^{Ter(ZH)}_{PUB1}$	720	720	0	0,0%
n	REG_{GS1}	6 520	6 358	163	2,6%
o	AdC_{PUB1}	404	368	36	9,8%
p	$CGPPDAPol,1$	36	63	-28	-43,9%
q	$\dot{O}C_{PUB1}$	1 093	1 093	0	0,0%
r	$ECPol,1$	9 914	11 500	-1 586	-13,8%
s	$\Delta R^T_{Pol,1-2}$	-299	-299	0	0,0%
C = A + B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	510 542	543 626	-33 084	-6,1%
D	Proveitos facturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	576 889			
E = D - C	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	66 347			
F = E x (1+J) x (1+J)	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos atualizados para 2012	70 802			
t	Valor previsto, em 2010, do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em 2011	9 919			
G = t x (1+J)	Valores provisórios relativos a 2010 considerados nas tarifas de 2011, atualizados para 2012	10 316			
H = F - G	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	60 486			
I	i_{2010}^E				2,603%
J	i_{2011}^E				4,007%

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

2.2.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Verifica-se que a variação dos custos de gestão do sistema foi de -31%, facto que se prende essencialmente com a diminuição significativa dos custos com interruptibilidade, conforme será justificado posteriormente.

ATIVO LÍQUIDO MÉDIO A REMUNERAR E AMORTIZAÇÕES

O desvio de -14,8% no ativo líquido a remunerar resulta de uma sobrestimação dos investimentos previstos para Tarifas 2010, que não se realizaram, conforme se pode verificar no Quadro 2-12.

Quadro 2-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2010 (1)	Tarifas 2010 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos^[1]	3 828	10 871	-64,8%
Activo Fixo Bruto ^[1]			
Saldo Inicial (1)	209 614	213 497	-1,8%
Investimento Directo	212	229	
Transferências p/ exploração	3 838	10 348	
Reclassificações, alienações e abates	-3 455	1 518	
Saldo Final (2)	210 210	225 593	-6,8%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	161 207	161 283	0,0%
Amortizações do Exercício	8 021	8 510	
Regularizações	-3 434	0	
Saldo Final (4)	165 794	169 792	-2,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	192	322	
Comparticipações do ano	934	0	
Amortizações do ano	-52	24	
Saldo Final (6)	1 179	298	295,8%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2009 (7) = (1) - (3) - (5)	48 216	51 893	-7,1%
Valor de 2010 (8) = (2) - (4) - (6)	43 237	55 503	-22,1%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	45 726	53 698	-14,8%

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO AFETOS 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 afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS

Unidade: 10³ EUR

	2010	Tarifas 2010	Desvio (2010 - Tarifas 2010)	
			Valor	%
Custos operacionais	17 695	18 863	-1 168	-6,2%
Trabalhos Própria Empresa (TPE)	1 070	1 454	-384	-26,4%
Custos de exploração líquidos de TPE	16 625	17 409	-784	-4,5%
Serviços de sistema	25	0	25	
Custos de exploração afectos à gestão do sistema	16 650	17 409	-759	-4,4%
Proveitos afectos à exploração (excluindo TPE)	1 817	2 956	-1 139	-38,5%
Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	14 833	14 453	380	2,6%
CGPPDA	36	63	-28	-43,9%
Custos com OMIP e OMIClear	1 093	1 093	0	0,0%

O aumento de 2,6% nos custos de exploração líquidos dos proveitos resulta essencialmente do facto da redução verificada nos custos ter sido inferior à redução dos proveitos em valor absoluto.

INTERRUPTIBILIDADE

Com a extinção da atividade de Aquisição de Energia Elétrica o custo com a interruptibilidade passou a ser integrado nos proveitos permitidos da atividade 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*.

Em 2010 foi alargado o enquadramento legal da prestação de serviço de interruptibilidade com a publicação da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho e da Portaria n.º 1 309/2010, de 23 de dezembro.

A Portaria n.º 592/2010, com as alterações que lhe foram introduzidas pela Portaria n.º 1 309/2010 aplica-se aos consumidores em regime de mercado, ligados em MAT, AT e MT cuja potência máxima interruptível seja igual ou superior a 4 MW.

A Portaria n.º 1 309/2010, com as alterações que lhe foram introduzidas pela Portaria n.º 117/2011, de 25 de março, possibilita a prestação do serviço de interruptibilidade pelos consumidores em MAT, AT e MT que, contratando a sua energia elétrica diretamente em mercado organizado, através de contratação bilateral ou através de comercializadores não regulados, ofereçam um valor de potência máxima interruptível inferior a 4 MW e não inferior a 0,25 MW, ou superior a 4MW desde que não prestem serviço de interruptibilidade ao abrigo da Portaria n.º 592/2010.

Em 2010 os custos com interruptibilidade, no montante de 19 136 milhares de euros, ficaram aquém do previsto em cerca de 31 046 milhares de euros.

2.2.2 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, de 28 de agosto, os custos com a gestão dos PPDA são recuperados através da atividade de Gestão Global do Sistema.

No arranque do período regulatório, atendendo ao facto de não haver experiência com a aplicação destas regras, 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 2010 a título provisório o montante de 101,3 milhares de euros, estimativa posteriormente alterada para 63 milhares euros.

Conforme descrito no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do sector elétrico – Análise dos relatórios de execução de 2010”, o valor incorrido em 2010 foi de 17 milhares de euros. No ajustamento de 2010 o valor incorrido é acrescido de 19 milhares de euros já pagos pela REN em 2010.

2.2.3 CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

No ajustamento de 2010 foram aceites 9 914 milhares de euros de custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em anexo a este documento é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

2.3 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

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

No início do período de regulação 2009-2011, a ERSE decidiu adotar um modelo regulatório baseado em incentivos com o objetivo de promover um comportamento mais eficiente do operador da rede de transporte.

Assim, foram consideradas as seguintes formas de incentivos:

- Adoção de uma fórmula de regulação para os custos de exploração, com limites máximos a aplicar a estes custos e que considere custos incrementais adaptados ao nível de atividade 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 ativos em função do risco de regulação (consoante seja por custos aceites ou por custos de referência) que lhe está associado;
- Adoção de um incentivo à manutenção de ativos 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*;
- Adoção de um incentivo à disponibilidade da rede de transporte.

O Quadro 2-14 reflete os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2010 atualizado para 2012, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2010, acrescida do *spread* de 1,25 pontos percentuais e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano de 2011, acrescida do *spread* de 2,0 pontos percentuais é de 32 332⁴ milhares de euros.

⁴ Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 2-14 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2010

		2010	Tarifas 2010
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	41 419	41 745
1	Componente de custos de exploração	40 872	40 911
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	436	436
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	268	637
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 552	5 552
5	Variação do n.º de painéis de subestações	78	100
B	Custos com capital [(6)+(7)+(8)]	208 764	224 247
6	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	166 446	163 922
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	76 562	75 294
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 216 282	1 199 296
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,39%	7,39%
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	41 722	60 324
d	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	10 566	18 712
e	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	350 462	468 084
f	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	8,89%	8,89%
8	Ajustamento em 2012 ao custo com capital de 2009, tendo em conta os valores auditados	597	
C	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1+0,5 x (11)+(12))]	5 045	5 045
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	30,00%	30,00%
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	9 860	9 860
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	8,89%	8,89%
12	Valor do incentivo de 2009 incorporado nas tarifas de 2010	1 955	1 955
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	0	0
E	Custos com a promoção do desempenho ambiental	5 930	10 230
F	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t, nomeadamente auditorias	0	0
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	21 318	21 318
H	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F - G]	239 839	259 948
I	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	270 398	
J	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos [I - H]	30 559	
K	Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2		
L	Δ_t^T [J + K]	30 559	
M	Δ_t^T [J + K] atualizado para 2012	32 611	
N	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	279	
O	Δ_t^T Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em 2010	32 332	
i_{2010}^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2010 + spread		2,603%
i_{2011}^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2011 + spread		4,007%

2.3.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO

O custo operacional de exploração para 2010 (C_t) resulta do custo operacional de 2009 atualizado com IPB_{t-1} e com os custos incrementais de t-1. A este valor acrescem os custos incrementais de 2010 no montante de 547 milhares de euros, resultantes do produto entre os custos incrementais por painel de substituição, 5 552 €, e por km de rede, 436 €, às quantidades reais de 2010. O desvio verificado resulta essencialmente de uma sobrestimação de variação de extensão da rede.

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 objetivo 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 Eletricidade a Custos de Referência, publicado no Despacho 14 430/2010, de 15 de setembro.

Conforme previsto no artigo 13.º do Anexo I do referido Despacho, o ORT apresentou o relatório de auditoria relativo ao ano 2010, que pretende validar as características físicas do investimento transferido para exploração nesse ano, o respetivo custo real e o valor do ativo a remunerar à taxa com prémio, em resultado da aplicação do mecanismo.

O Quadro 2-15 resume os impactes da aplicação do mecanismo à base de ativos a remunerar do ORT, relativa aos investimentos transferidos para exploração em 2010.

Quadro 2-15 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2010

Unidade: Euros

	n.º obras ou agreg. obras	Custo Total Real	Custo Total Referência	Custo Ref/ Custo Real
Totais				
Obras taxa c/ prémio	42	215 936 848	217 111 476	0,5%
Subestações	33	137 131 715	138 848 305	1,3%
Linhas	9	78 805 133	78 263 171	-0,7%
Obras taxa s/ prémio	10	34 163 536	34 163 536	0,0%
Subestações	7	20 343 611	20 343 611	0,0%
Linhas	3	13 819 925	13 819 925	0,0%
Total	52	250 100 384	251 275 012	0,5%

Pelo facto de só em 2011 ter sido recebido o relatório de auditoria relativo ao ano de 2009, as tarifas de 2012 incluem, para além dos ajustamentos de 2010, o ajustamento referente ao ano de 2009.

O Quadro 2-16 resume os impactes da aplicação do mecanismo na base de ativos a remunerar do ORT, relativa aos investimentos transferidos para exploração em 2009.

Quadro 2-16 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2009

Unidade: Euros

	n.º de obras	Custo Total Real	Custo Total Referência	Custo Ref/ Custo Real
Totais				
Obras taxa c/ prémio	70	266 787 596	271 271 007	1,7%
Subestações	46	139 869 793	142 007 016	1,5%
Linhas	24	126 917 803	129 263 991	1,8%
Obras taxa s/ prémio	9	18 448 161	18 448 161	0,0%
Subestações	9	18 448 161	18 448 161	0,0%
Linhas	0	0	0	n.d.
Total	79	285 235 757	289 719 168	1,6%

Este ajustamento encontra-se evidenciado no Quadro 2-17 e foi determinado pelo diferencial entre os valores considerados em tarifas de 2011 e os valores aceites pela ERSE, tendo em conta a informação real auditada enviada pela REN.

Quadro 2-17 - Ajustamento dos custos de referência de 2009 com base em valores auditados aceites pela ERSE

		2009
		10 ⁹ EUR
A	Custo com capital de 2009 antes auditoria aos custos de referência (considerado em tarifas de 2011) [(1)+(2)]	186 568
1	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	174 492
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	76 758
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 294 487
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,55%
2	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	12 076
d	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	2 595
e	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	104 765
f	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,05%
B	Custo com capital de 2009 após auditoria aos custos de referência [(3)+(4)]	187 165
3	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	172 651
g	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	76 714
h	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 270 692
i	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,55%
4	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	14 514
j	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	2 865
k	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	128 710
l	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,05%
C	Ajustamento em 2012 ao custo com capital de 2009, com base em valores auditados [(B)-(A)]	597

2.3.3 INCENTIVO À MANUTENÇÃO DO EQUIPAMENTO EM FIM DE VIDA ÚTIL

O incentivo à manutenção do equipamento em fim de vida útil tem como objetivo 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.

Para tarifas de 2010 a valorização dos investimentos de substituição considerada foi a seguinte:

- Linhas - Valor do ativo bruto, que se encontra a preços de 1992.
- Transformadores – Aplicação de “preços de referência” das aquisições similares mais recentes, adotados no orçamento de investimento da REN.

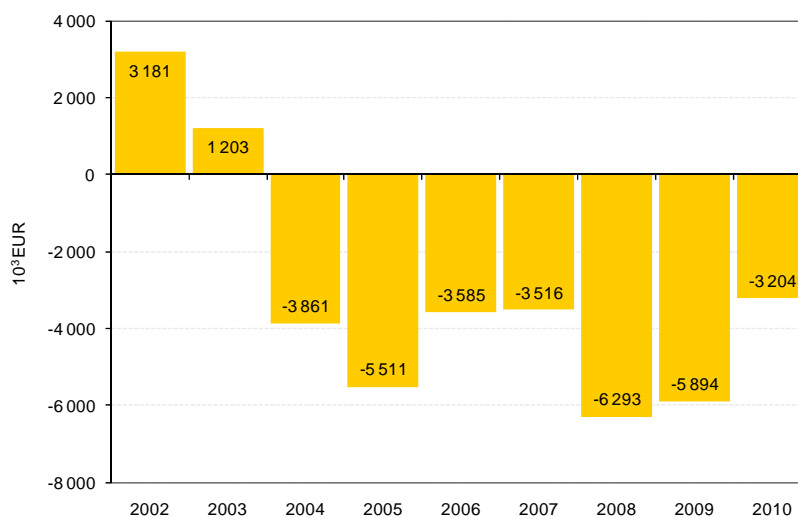
Os valores de 2009 e de 2010 não são passíveis de ajuste em 2012.

2.3.4 CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE

O crescimento das importações decorrentes de contratações no mercado liberalizado e das 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 pela REN em 2010 ascende a 3 204 milhares de euros.

Figura 2-4 - Compensação entre TSO



A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal – Espanha, em 2010, atingiu 6 073 milhares de euros. Este valor foi utilizado para cobrir as ações coordenadas de balanço (242 milhares de euros), pagamento da tarifa transfronteiriça (3 204 milhares de euros), serviços de sistema (1 763 milhares de euros) e o remanescente foi utilizado para subsidiar o investimento em interligações.

2.3.5 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 2-14, os custos aceites pela ERSE relacionados com a promoção do desempenho ambiental ascendem a 5 930 milhares de euros. Sendo que 2 078 milhares euros correspondem ao Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA), conforme descrito no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Elétrico – Análise dos relatórios de execução de 2010”, 3 691 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas e 160 milhares de euros à obrigação legal de desvios de linhas. O Quadro 2-18 apresenta a variação entre o previsto para Tarifas 2010 e o ocorrido no mesmo ano.

Quadro 2-18 - Custos com a promoção do desempenho ambiental

Unidade: 10³ EUR

	2010	Tarifas 2010	Variação %
PPDA	2 078	5 640	-63%
Limpeza de florestas	3 691	4 590	-20%
Desvios de linhas obrigação legal	160		
Custos com a promoção do desempenho ambiental	5 930	10 230	-42%

2.3.6 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

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

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

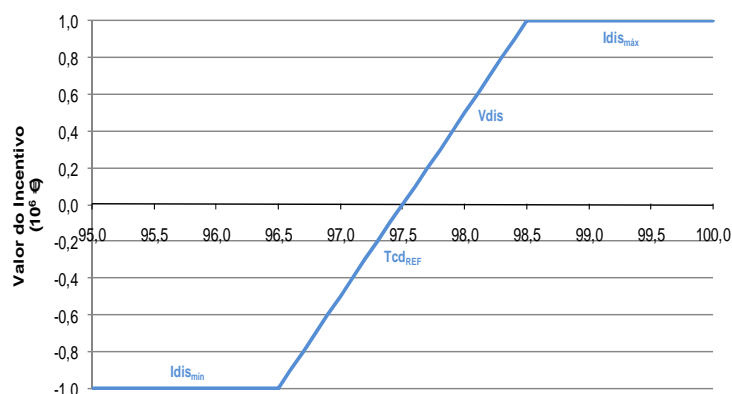
Para efeitos deste mecanismo, a disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (T_{cd}), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas ($T_{d_{cl}}$) e dos transformadores de potência ($T_{d_{tp}}$), através do parâmetro α , de acordo com a seguinte 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 ($T_{cd_{REF}}$) e a disponibilidade efetiva da RNT. Caso a disponibilidade efetiva da RNT seja superior a $T_{cd_{REF}}$, o incentivo traduz-se num prémio, caso contrário, o incentivo traduz-se numa penalidade. O valor do incentivo é limitado, quer no prémio ($I_{dis_{máx}}$), quer na penalidade ($I_{dis_{mín}}$) e simétrico relativamente ao valor de $T_{cd_{REF}}$.

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 respetivos valores dos parâmetros para 2009-2011



$$|Idismín| = |Idismáx| = 1\,000\,000 \text{ euros}$$

$$TcdREF = 97,5\%$$

$$Vdis = 1\,000\,000 \text{ euros}$$

$$\alpha = 0,75$$

Em 2010 aplicou-se pela segunda vez o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT. A “taxa combinada de disponibilidade” da rede da RNT foi de 97,78%, ligeiramente superior ao valor de referência, 97,5%, dando assim lugar ao pagamento de um prémio de 279 163 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 publicado pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de dezembro de 2009, os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são dados pelas diferenças entre os proveitos efetivamente faturados em 2010 e os que resultam da aplicação da fórmula básica do n.º1 de cada um dos respetivos artigos, aos custos efetivamente ocorridos em 2010.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2012, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (1 104 360 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (1 113 103 milhares de euros). A diferença de - 8 743⁵ milhares de euros é atualizada para 2012 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2010, acrescida de 1,25% e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2011, acrescida de 2%.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2012 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (304 708 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (283 022 milhares de euros). Esta diferença de

⁵ Um desvio negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

21 686⁶ milhares de euros é atualizada para 2012 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2010, acrescida de um vírgula vinte e cinco pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2011, acrescida de dois pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 2-19 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR
		2010
		10 ³ EUR
A	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 113 103
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	576 315
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	805 123
(+)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	651 041
(+)	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	154 083
(+)	Custos com a aplicação da tarifa social	124
	CMEC	330 330
(+)	Parcela Fixa dos CMEC	88 743
(+)	Parcela de Acerto dos CMEC	118 476
(-)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(+)	Componente de alisamento dos CMEC	164 384
(-)	Correcção de hidraulicidade	-41 272
(+)	Défice tarifário de BT em 2006	14 516
(+)	Défice tarifário de BTN em 2007	5 510
	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	-668 186
(-)	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	-49 372
B	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 104 360
[B] - [A]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	-8 743
Δ_{2010}^T	Ajustamento em 2012, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2010	-9 331
C	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	283 022
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	269 610
(-)	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	-13 412
D	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT	304 708
[D] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	21 686
Δ_{2010}^T	Ajustamento em 2012, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2010	23 142
t_{t-2}^T	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2010 acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,603%
t_{t-1}^T	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011 acrescida de 2 pontos percentuais	4,007%

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

2.5 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com o n.º 6 do artigo 82.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de dezembro de 2009, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2010 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 82.º aos valores realmente verificados em 2010, 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, passou, a partir de 2009, 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 2-20 compara os valores verificados em 2010 (“2010”) com os previstos em 2009 no cálculo das tarifas de 2010 (“Tarifas 2010”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2012 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2010, de 1 321 461⁷ milhares de euros e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 276 496⁸ milhares de euros, com os incentivos aceites *a posteriori* (-5 403⁹ milhares de euros) no montante de 1 271 093 milhares de euros. Esta diferença de 53 750 milhares de euros é atualizada para 2012 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2010, acrescida de 1,25% e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2011, acrescida de 2%.

⁷ Proveitos da URD_{AT/MT}, 517 206 milhares de euros + Proveitos da URD_{BT}, 804 255 milhares de euros.

⁸ Proveitos da DEE em AT/MT, 490 928 milhares de euros + Proveitos da DEE em BT, 785 568 milhares de euros.

⁹ Melhoria da Qualidade de Serviço - 908 milhares de euros + Redução de Perdas em AT/MT, - 2 654 milhares de euros e em BT - 1 841 milhares de euros

Quadro 2-20 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2010	Tarifas 2010
1	F_{zt}^D	153 889	153 889
2	P_{zt}^D	0,005821	0,005821
3	E_{zt}^D	47 830	45 000
4		29 805	29 705
5		2 951	3 392
6		0	0
7		-2 883	-2 883
8	Δ_{3t-2}^D	-28 744	-28 744
9	$= (1)+(2)\times(3)/1000+(4)+(5)+(6)+(7)-(8)$	490 928	474 793
10	R_{ATMT}^D	517 206	
11	$= (7) - (6)$	26 278	
12	RQS_t	-908	
12	PP_{2t}^D	-2 654	
A	$\Delta_{ATMT}^D = (8) - (9) - (10) - (11)$	29 840	
B	$\Delta_{ATMT,2010}^D = A \times (1+i_{2010}^D) \times (1+i_{2011}^D)$	31 844	
13	F_{zt}^D	210 043	210 043
14	P_{zt}^D	0,009940	0,009940
15	E_{zt}^D	25 305	23 720
16		52 919	52 762
17		238 363	239 102
18		370	1 231
19		5 793	5 148
		-1 542	-1 542
20	Δ_{3t-2}^D	-28 091	-28 091
21	$= (12)+(13)\times(14)/1000+(15)-(16)$	785 568	770 612
22	R_{BT}^D	804 255	
23	$= (18) - (17)$	18 687	
24	PP_{2t}^D	-1 841	
C	$\Delta_{BT}^D = (19) - (20) - (21)$	20 528	
D	$\Delta_{BT,2010}^D = C \times (1+i_{2010}^D) \times (1+i_{2011}^D)$	21 906	
E	$\Delta_{2009}^D = (B) + (D)$	53 750	
i_{t-2}^D	${}_{2010}^D$	2,603%	
i_{t-1}^D	${}_{2011}^D$	4,007%	

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica 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 atividade dependem dos seguintes fatores:

- Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição;
- Nível de perdas nas redes de distribuição;
- Energia não distribuída em MT;

- Eventuais custos de política ambiental.

Seguidamente, é apresentado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2010.

2.5.1 ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Verificou-se um desvio nas quantidades entregues pelas redes de AT/MT e de BT relativamente ao estimado, em 6,3% e 6,7%, respetivamente, conforme mostra o quadro seguinte.

Quadro 2-21 - Energia entregue pela rede de Distribuição

Unidade: GWh

	2010	Tarifas 2010	Desvio (2010 - Tarifas 2010)	
			Valor	%
Redes de AT/MT	47 831	45 000	2 831	6,3%
AT	6 482	5 610	872	15,5%
MT	14 526	14 239	287	2,0%
BT ajustada para rede de AT/MT	26 823	25 151	1 672	6,6%
Redes de BT	25 305	23 720	1 585	6,7%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para BT é de 6% e o utilizado para cálculo de tarifas foi 6,03%

2.5.2 NÍVEL DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

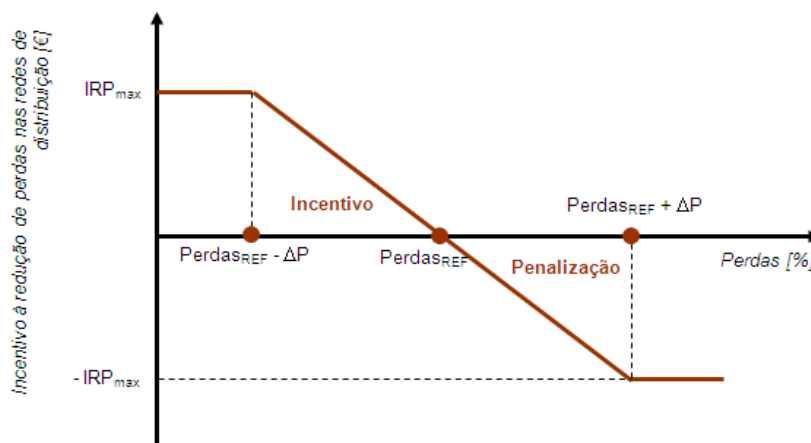
O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da rede de distribuição em AT e MT em Portugal continental relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, outros projetos de investimento adicionais aos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos.

Assim, este mecanismo permite ao operador da rede de distribuição em AT e MT, em Portugal continental, ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

MECANISMO APLICADO DURANTE O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2009-2011 baseava-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência, limitado em ambos os extremos, conforme ilustrado na Figura 2-6.

Figura 2-6 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição entre 2009-2011



Para aplicação do mecanismo são determinados os seguintes parâmetros:

- Valor das perdas de referência, $Perdas_{REF}$.
- Parâmetro de valorização unitária das perdas, V_p .
- Variação máxima (ΔP), para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite também válido em caso de penalização).
- Valor máximo do prémio a atribuir (IRP_{MAX}) como incentivo à redução de perdas (limite também válido em caso de penalização).

No início do período regulatório 2009-2011, definiu-se o valor das perdas de referência para cada um dos 3 anos do período de acordo com o Quadro 2-22.

Quadro 2-22 - Valores de perdas de referência do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição

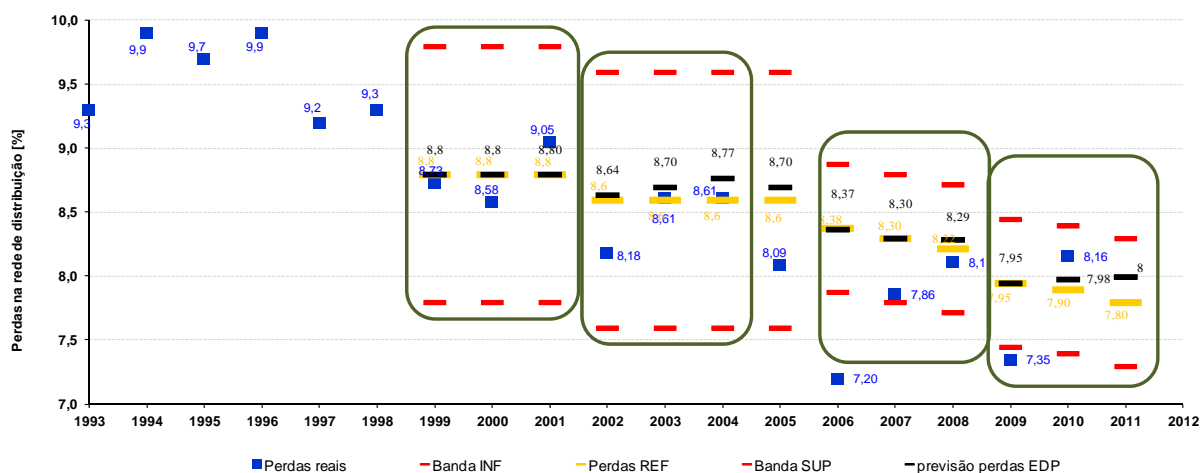
	2009	2010	2011
Valor das perdas de referência ($Perdas_{REF}$)	7,95%	7,90%	7,80%

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 NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída da rede de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A Figura 2-7 apresenta a evolução das perdas na rede de distribuição, verificadas entre 1999 e 2010, no seu referencial da saída.

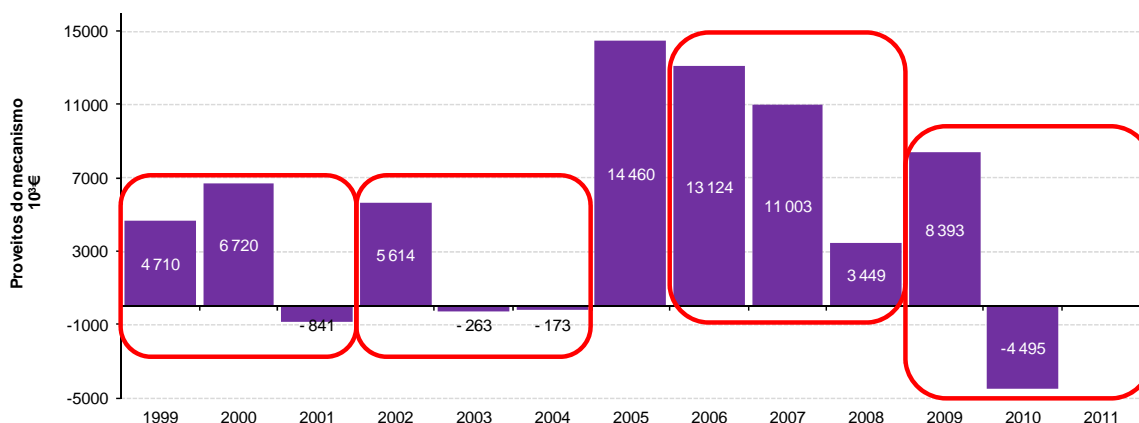
Figura 2-7 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída



EVOLUÇÃO DA 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, sendo de realçar que em 2010 há lugar a uma penalização pelo facto do valor de perdas ocorrido ser superior ao valor de referência.

Figura 2-8 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Fonte: ERSE

O Quadro 2-23 apresenta a variação de perdas ocorrida em 2009 e 2010 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 2-23 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição nos dois primeiros anos do período regulatório de 2009-2011

		2009	2010
Valor das perdas de referência	(%)	7,95	7,98
Valor real das perdas	(%)	7,35	8,16
Redução verificada	p.p.	0,60	-0,26
Redução máxima aceite	p.p.	0,50	-0,50
Valorização Perdas V_p	(€/MWh)	37,63	37,33
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	44,605	46,312
Valor a receber pela empresa	(10 ⁶ €)	8,392	-4,495

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2010 foi utilizada a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 37,33 €/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 e, se negativa, numa penalização. Uma vez que a diferença real foi de -0,26 pp, o valor da penalização foi de 4,495 milhões de euros.

2.5.3 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

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 atuação *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 respetiva adaptação atendendo à organização atual 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 2010, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2010, através do Despacho n.º 27 650/2009, de 28 de dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 2-24.

Quadro 2-24 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2010

END_{REF}	$0,000142 \times ED$
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 2010 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de *ED*, i.e., atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 2-25 apresenta o modo de determinação da *END* em 2010, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2010 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 2-25 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2010

Valores de energia ativa 2010	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 884 681,69	24 204 626,21	13 843 201,19	6 720 966,92	51 653 476,01
$W_{CMAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	37 561,92	413 284,97	345 960,83	215 046,29	1 011 854,01
$W_{CMAT ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	46 356,44	226 435,81	149 893,57	89 198,37	511 884,19
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} - W_{CMAT MR}$ (MWh)	6 800 763,33	23 564 905,43	13 347 346,78	6 416 722,26	50 129 737,80
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	
$W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 696 960,45	23 246 429,34	13 206 042,13	6 356 337,06	49 505 768,98
$W_{CAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	237 480,83	894 692,96	619 359,43	343 247,48	2 094 780,70
$W_{CAT ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	460 772,64	1 864 249,68	1 323 552,89	738 255,58	4 386 830,79
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	698 253,46	2 758 942,65	1 942 912,32	1 081 503,06	6 481 611,49
$[W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 998 706,98	20 487 486,70	11 263 129,81	5 274 834,00	43 024 157,49
$ED = [W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					43 024 157,49
TIEPI (min)					90,99
TIEPI (h)					1,52
T (h)					8 760,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					7 448,03

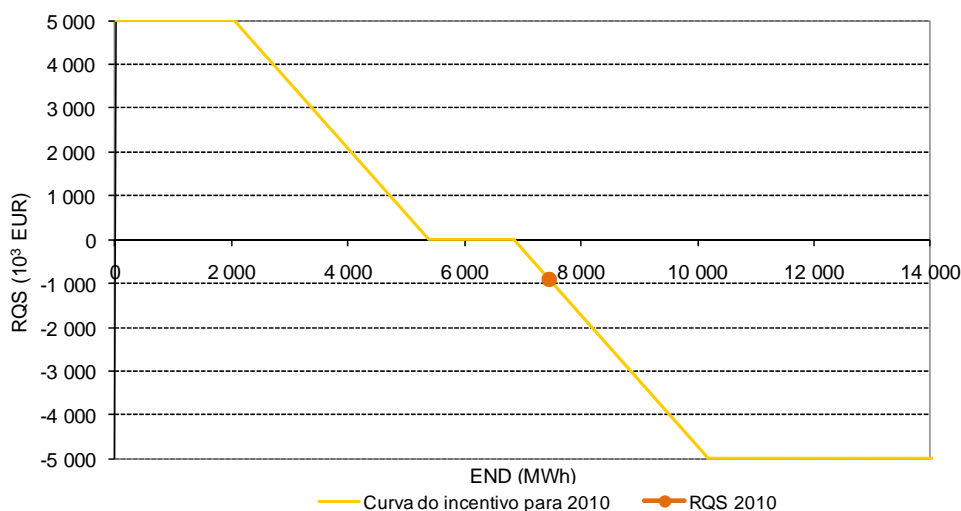
Com base no valor de ED em 2010 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 2-26.

Quadro 2-26 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2010

END	(MWh)	7448,03
$END_{REF} = 0,000142 \times ED$	(MWh)	6109,43
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	733,13
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	5376,30
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	6842,56

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2010 superior a $END_{REF} + \Delta V$, o valor do incentivo constitui uma penalização nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de – 908 202,37 euros.

Na Figura 2-9 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2010, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 2-9 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2010

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 3 321 milhares de euros, conforme apresentado no documento “ Planos de Promoção Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2010”.

2.6 COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com o n.º 5 do artigo 86.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de dezembro de 2009, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2010 e a soma dos proveitos permitidos do comercializador de último recurso no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão, que resultam da aplicação da fórmula n.º 1 do referido artigo com os valores efetivamente ocorridos em 2010.

A atividade 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 incluí uma margem que tem como objetivo 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 atividades 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 reflete a diferença entre os custos estimados e os custos ocorridos nas atividades reguladas do comercializador de último recurso.

O Quadro 2-25 compara os valores verificados em 2010 (“2010”) com os previstos em 2009 no cálculo das tarifas de 2010 (“Tarifas 2010”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2012 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2010, de 104 875¹⁰ milhares de euros e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais, de 102 424¹¹ milhares de euros. Esta diferença de 2 451 milhares de euros é atualizada para 2012 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2010, acrescida de um vírgula vinte e cinco pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2011, acrescida de dois pontos percentuais.

¹⁰ Proveitos da CR_{NT}, 2 758 milhares de euros + Proveitos da CR_{BTE}, 1 214 milhares de euros + Proveitos da CR_{BTN}, 100 903 milhares de euros

¹¹ Proveitos da CR em NT, 3 307 milhares de euros + Proveitos da CR em BTE, 1 257 milhares de euros + Proveitos da CR em BTN, 97 859 milhares de euros

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 no Continente

Quadro 2-27 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

			Unidade: 10 ³ EUR	
			2010	
			2010	Tarifas 2010
1	F _{C,NT}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	258	256
2	V _{C,NT}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	72,415	72,055
3	E _{C,NT}	Número de consumidores médio, em NT	15 451	9 127
4	PEF _{C,NT}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
5	Δ _c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	15	17
6	R ^{CR} _{E,NT}	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	520 519	532 803
7	R ^{CR} _{CVATD,NT}	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	165 160	174 139
8	r _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,39%	8,39%
9	Z _{C,NT,t-1}	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
10	ΔR ^{CR} _{C,NT,t-2}	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em NT	434	434
A	R ^{CR} _{C,NT}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	3 307	3 245
A'	RF ^{CR} _{C,NT}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	2 758	
	(A') - (A)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2010	-549	
	ΔR ^{CR} _{C,NT,t-2}	Ajustamento em 2012 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2010	-586	
11	F _{C,BTE}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	50	49
12	V _{C,BTE}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	7,112	7,075
13	E _{C,BTE}	Número de consumidores médio, em BTE	26 115	26 239
14	PEF _{C,BTE}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
15	Δ _c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	15	17
16	R ^{CR} _{E,BTE}	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE	191 144	165 315
17	R ^{CR} _{CVATD,BTE}	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE	132 528	140 491
18	r _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,39%	8,39%
19	Z _{C,BTE,t-1}	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
20	ΔR ^{CR} _{C,BTE,t-2}	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTE	94	94
B	R ^{CR} _{C,BTE}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	1 257	1 335
B'	RF ^{CR} _{C,BTE}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	1 214	
	(B') - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2010	-43	
	ΔR ^{CR} _{C,BTE,t-2}	Ajustamento em 2012 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2010	-46	
21	F _{C,BTN}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	17 362	17 272
22	V _{C,BTN}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	12,420	12,357
23	E _{C,BTN}	Número de consumidores médio, em BTN	5 775 674	5 561 557
24	PEF _{C,BTN}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
25	Δ _c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	7	9
26	R ^{CR} _{E,BTN}	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTN	982 630	1 073 519
27	R ^{CR} _{CVATD,BTN}	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTN	1 943 527	1 932 044
28	r _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,39%	8,39%
29	Z _{C,AT,t-1}	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	4 302	4 302
30	ΔR ^{CR} _{C,BTN,t-2}	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTN	247	247
C	R ^{CR} _{C,BTN}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	97 859	96 267
C'	RF ^{CR} _{C,BTN}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	100 903	
	(C') - (C)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2010	3 044	
	ΔR ^{CR} _{C,BTN,t-2}	Ajustamento em 2012 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2010	3 248	
	ΔR ^{CR} _{C,t-2}	Ajustamento em 2012 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2010	2 616	
i _{t-2} ^E	i ₂₀₁₀ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2010 acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,603%	
i _{t-1} ^E	i ₂₀₁₁ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011 acrescida de 2 pontos percentuais	4,007%	

Nota: Os parâmetros calculados em Tarifas 2010 estavam atualizados com o IPiB enviado pela EDP SU e não com o IPiB considerado pela ERSE.

De seguida apresenta-se a diferença entre o número de clientes considerado no cálculo das tarifas de 2010 e o número real para 2010.

Quadro 2-28 - Número de clientes do CUR

	2010	Tarifas 2010	Desvio (2010-T2010)	
			Valor	%
Cientes				
NT	15 451	9 127	6 324	69,3%
BTE	26 115	26 239	-124	-0,5%
BTN	5 775 674	5 561 557	214 117	3,8%
Total	5 817 240	5 596 923	220 317	3,9%

2.7 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

DIFERENCIAL DE CUSTO COM AS AQUISIÇÕES AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

De acordo com o artigo 83º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de dezembro, 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 reais com a aquisição a estes produtores e as quantidades adquiridas valorizadas a preço de mercado.

O desvio de 2010 dos custos da PRE atingiu o montante de – 458 496¹² milhares de euros, consequência da redução do preço de mercado e do aumento das quantidades da PRE face ao inicialmente previsto.

O ajustamento desta componente a repercutir em 2012, de – 175 355 milhares de euros, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de – 489 282¹³ milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2011 (- 313 927¹⁴ milhares de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2012. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

¹² Desvio PRE^{FER}, -176 751 milhares de euros + Desvio PRE^{FENR}, -281 745 milhares de euros.

¹³ Desvio PRE^{FER} atualizado, -188 619 milhares de euros + Desvio PRE^{FENR} atualizado, -300 662 milhares de euros.

¹⁴ Ajustamento provisório PRE^{FER} atualizado, -99 961 milhares de euros e ajustamento provisório PRE^{FENR} atualizado, -213 965 milhares de euros

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 no Continente

Quadro 2-29 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE

Unidade: 10³ EUR

		2010
A	Diferencial da PRE ^{FER} recuperado em 2010	651 041
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) - (3)]	827 792
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	663 604
a	Custo de aquisição	1 118 268
b	Quantidades	11 735
c	Preço de mercado	38,74
2	Ajustamento t-1	-214 720
3	Ajustamento t-2	50 532
C	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2010 (A) + (B) - (C)	-176 751
D	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2010 actualizado para 2012 = (D) x (1+i ₂₀₁₀ ^E) x (1+i ₂₀₁₁ ^E)	-188 619
E	Valor do ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nos proveitos de 2011	-96 110
F	Valor do ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nos proveitos de 2011, actualizado para 2012 = F x (1+i ₂₀₁₁ ^E)	-99 961
G	Ajustamento do diferencial PRE ^{FER} , de 2010 a recuperar nos proveitos permitidos de 2012	-88 658
H	Diferencial da PRE ^{FENR} recuperado em 2010	154 083
I	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(4) - (5) - (6)]	435 827
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	405 784
d	Custo de aquisição	647 859
e	Quantidades	6 248
f	Preço de mercado	38,74
5	Ajustamento t-1	-15 010
6	Ajustamento t-2	-15 033
J	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2010 (I) + (J) - (K)	-281 745
K	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2010 actualizado para 2012 = (L) x (1+i ₂₀₁₀ ^E) x (1+i ₂₀₁₁ ^E)	-300 662
L	Valor do ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nos proveitos de 2011	-205 722
M	Valor do ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nos proveitos de 2011, actualizado para 2012 = N x (1+i ₂₀₁₁ ^E)	-213 965
N	Ajustamento do diferencial PRE ^{FENR} , de 2010 a recuperar nos proveitos permitidos de 2012	-86 697
O	Ajustamento do diferencial PRE, de 2010 a repercutir nos proveitos permitidos de 2012 [(H) + (P)]	-175 355
i ₂₀₁₀ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2010 acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,603%
i ₂₀₁₁ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011 acrescida de 2 pontos percentuais	4,007%

CUSTOS COM A ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

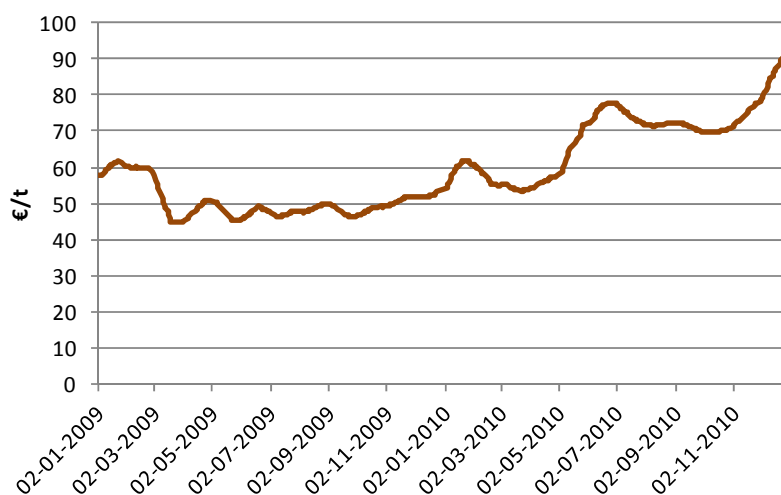
Aquando da definição das tarifas para 2010, a previsão para o preço médio ponderado de aquisição de energia eléctrica, 50,0 €/MWh¹⁵, foi superior ao ocorrido, 42,3 €/MWh.

¹⁵ Sem serviços de sistema

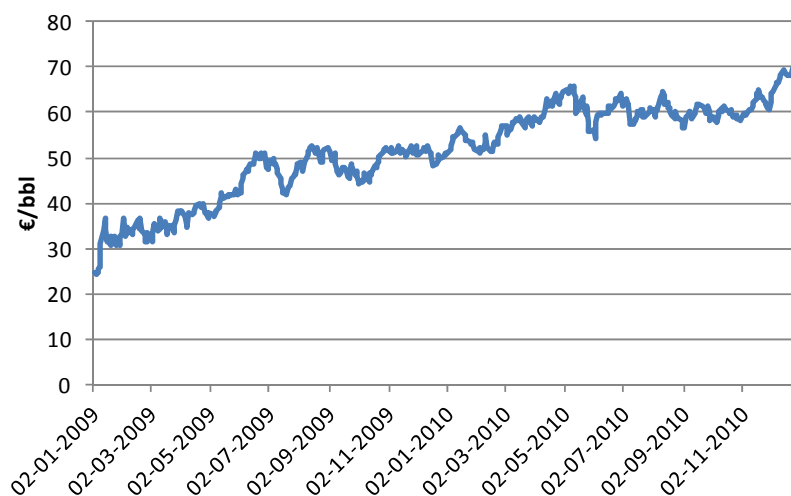
Quadro 2-30 - Preço médio ponderado da energia elétrica em Portugal

Unid: €/MWh	
Tarifas 2010 Valor implícito nas tarifas	Real
50,0	42,3

Este facto não se deveu à evolução do preço das *Commodities*, tendo em conta que o preço das mesmas cresceu ao longo deste período.

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, o menor valor do preço de energia elétrica em mercado, face ao previsto, deveu-se em grande parte às condições de hidraulicidade do ano, bem como também, provavelmente, à maior produção em regime especial ocorrida. Contudo, o impacte deste último fator é de difícil medição, tendo em conta a inserção das aquisições do CUR no seio do MIBEL.

Quadro 2-31 - Condições de referência para a previsão do preço médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2010

	Tarifas 2010 implícita nas previsões	2010 real
Carvão (EUR/ton)	60,17	68,20
Petróleo - Brent (EUR/bbl)	55,29	60,25
Índice de Produtibilidade hidroelétrica	1,00	1,31
Produção PRE Portugal GWh	14 898	17 983

De acordo com o artigo 84º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de dezembro, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica são ajustados pela diferença entre os valores faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia e os custos com aquisição de energia elétrica calculados com base em custos reais. O

ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica referente a 2010 a repercutir nas tarifas de 2012 é de -159 127 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 2-32.

Quadro 2-32 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

		Unidade 10 ³ EUR
		2010
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	1 487 275
+	Custo com a aquisição de energia elétrica através de contratos bilaterais	
+	Custo com a aquisição de energia elétrica nos mercados organizados	680 274
+	Custo com a aquisição de energia elétrica através de leilões	0
+	Outros custos	46 115
+	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	760 887
+	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	13 108
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	0
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	1 500 383
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais	1 724 967
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (A - B), em 2010	224 584
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2012 $[(C) \times (1 + i_{2010}^E) \times (1 + i_{2011}^E)]$	239 663
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2010 calculado em 2011 e atualizados para 2012	398 790
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D - E), em 2010 atualizado para 2012	-159 127
i_{2010}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2010 acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,6033%
i_{2011}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011 acrescida de 2 pontos percentuais	4,0070%

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 atua 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 2010 ocorreu um desvio na ordem dos -30 550 milhares de euros. Este desvio atualizado para 2012 atinge o montante de -32 601 milhares de euros.

Quadro 2-33 – Desvio da aditividade tarifária

		Unidade: 10 ³ EUR
		2010
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	4 040 383
+	Energia	1 724 712
+	Uso Global do Sistema	977 996
+	Uso da Rede de Transporte	194 566
+	Uso da Rede de Distribuição	1 068 483
+	Comercialização	105 176
B	Proveitos que resultam da faturação	4 070 933
C	Desvio da aditividade tarifária (A) - (B)	-30 550
i_{2010}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2010 acrescida de 1,25 pontos percentuais	2,6033%
i_{2011}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 30 de Setembro de 2011 acrescida de 2 pontos percentuais	4,0070%
D	Desvio da aditividade tarifária atualizado para 2012	-32 601

2.8 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 2-34 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2010 definidos em 2009, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2011, com base nos valores verificados em 2010. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos faturados em 2010 e os proveitos permitidos calculados em 2011 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2012.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 no Continente

Quadro 2-34 - Proveitos permitidos em 2010 e ajustamento em 2012

Unidade: 10³ EUR

Proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2009 (tarifas 2010)	Défice tarifário ao abrigo do DL 165/2008	Proveitos Efectivamente facturados em 2010	Proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2011	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio ^[1]	Desvio actualizado para 2012	Incentivos aceites a posteriori	Ajustamento provisório calculado em 2010 actualizado para 2012	Ajustamento a repercutir em 2012
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) =(3)-(4)+(5)	(7) = (6) x (1+ ₂₀₁₀)x(1+ ₂₀₁₁)	(8)	(9)	(10) = (7) - (8) - (9)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	248 060	248 060	288 728	2 639	-43 307	-46 214		-66 508	20 293
Proveitos permitidos à REN Trading	248 060	0	248 060	2 639	-43 307	-46 214		-66 508	20 293
Gestão Global do Sistema (GGS)	543 626		576 889	510 542	0	66 347		10 316	60 486
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	259 948		270 398	239 839		30 559	279		32 332
Proveitos permitidos à REN	803 574	0	847 287	750 381	0	96 907	279	10 316	92 818
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	717 578		1 409 068	1 396 126	0	12 942			13 811
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 245 404		1 321 461	1 276 496	-5 403	50 368			53 750
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	1 962 983	0	2 730 529	2 672 622	-5 403	63 310	0	0	67 561
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 754 547	822 214	2 530 090	2 794 552	0	-264 462		84 863	-367 083
Sobrecusto da PRE ^[1]	805 123	0	805 123	1 263 619		-458 496		-313 927	-175 355
CVEE	949 423	822 214	1 724 967	1 500 383		224 584		398 790	-159 127
Ajustamento da aditividade tarifária				30 550		-30 550		0	-32 601
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)			2 241 215	2 241 215	0	0		0	0
Comercialização (C)	100 847		104 875	102 424	2 451	2 616		0	2 616
Proveitos permitidos à EDP SU	1 855 394	822 214	4 876 180	5 138 191	0	-262 011	0	84 863	-364 467
Total no continente					-2 764	-145 100	279	28 672	-183 794

Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa.

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

3 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Neste capítulo comparam-se os custos e os proveitos verificados no ano de 2010 com os valores que tinham sido previstos em 2009 para a determinação das tarifas de energia elétrica em 2010. Esta análise tem por objetivo não só avaliar o desempenho da EDA, mas também determinar para cada atividade o ajustamento relativo ao ano de 2010 a repercutir nas tarifas de 2012, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

O ano de 2010 foi o 2º ano do quarto período regulatório na Região Autónoma dos Açores, período para o qual foram introduzidas alterações significativas ao nível da metodologia de regulação das atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE). Estas duas atividades são reguladas desde 2009 através de *price-cap* aplicado ao OPEX e ao CAPEX.

Na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) mantém-se a metodologia de aceitação dos custos de exploração reais. 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, atualizado para 2010 de acordo com a inflação ocorrida em cada um dos anos e impondo um fator 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 fator 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 efetivo 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 efetivos no início do ano, aplicam-se as percentagens médias de encargos sobre remunerações e com pensões de reforma reais para o total das atividades 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 2010, foram aceites a totalidade dos custos com pessoal da EDA para a atividade de AGS.

3.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 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 2012 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2010, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 130 256 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 2010, de 139 468 milhares de euros, adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de -614 milhares de euros e deduzido dos ganhos a transferir para os consumidores resultantes da aplicação do mecanismo de otimização da gestão das licenças de CO₂ no montante de -1 609 milhares de euros. Este desvio é atualizado para 2012 aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2010, acrescida de *spread* de 1,25% e EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2011, acrescida de *spread* de 2,5%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2010 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 2010, no montante de 71 776 milhares de euros;
- Compensação pela convergência tarifária de 55 529 milhares de euros;
- Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA, no montante de 2 951 milhares de euros;

O Quadro 3-1 permite comparar os valores verificados em 2010 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2010 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2012.

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

		2010	Tarifas 2010	Diferença 2010 - Tarifas 2010	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIA	20 874	20 070	803	4,0%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	10 779	12 020	-1 241	-10,3%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	152 313	176 822	-24 509	-13,9%
d	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	7,39	7,39		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	35 021	33 216	1 806	5,4%
f	Custos com o fuel aceites pela ERSE	48 383	41 948	6 435	15,3%
g	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	4 735	7 230	-2 495	-34,5%
h	Custos com a promoção do desempenho ambiental	43	79	-36	-45,4%
i	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-17 847	-17 847	0	0,0%
1	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 468	131 017	10 262	7,8%
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	71 776			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	55 529			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	2 951			
5	Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	130 256			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-614			
7	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, no ano t-2	-1 609			
8	Desvio de 2010	-8 216			
9	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2010 + spread	2,603%			
10	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2011 + spread	4,507%			
11	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a 2010	-8 809			

3.1.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AO SISTEMA INDEPENDENTE DOS AÇORES

Os custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores (SIA) foram superiores aos previstos em cerca de 4,0%. Tal é explicado pelos acréscimos verificados ao nível das quantidades adquiridas de energia hídrica em cerca de 34,4%, de energia eólica em 31,6%. Pelo primeiro ano foi adquirida energia a microprodutores, a um custo unitário relativamente mais elevado, tendo as quantidades adquiridas apresentado ainda pouca expressão. O custo unitário de aquisição das energias renováveis apresentam um decréscimo de 1,6% relativamente ao que foi previsto nas tarifas (Quadro 3-2).

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

	Quantidades (MWh)			Custo Unitário (€/MWh)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2010	T2010	Δ%	2010	T2010	Δ%	2010	T2010	Δ%
Hídrica	31.330	23.310	34,4%	87,30	88,80	-1,7%	2.735	2.070	32,1%
Geotérmica	173.552	176.952	-1,9%	87,30	88,80	-1,7%	15.151	15.713	-3,6%
Eólica	33.745	25.650	31,6%	87,30	88,80	-1,7%	2.946	2.278	29,3%
Térmica	30	75	-59,8%	83,78	88,80	-5,6%	3	7	-62,1%
Biogás	255	31	713,4%	83,78	88,80	-5,6%	21	3	667,5%
Microgeração									
Eólica	4			242,70			1		
Fotovoltaica	17			606,81			10		
Outros	26			252,00			6		
Total	238.958	226.019	5,7%	87,35	88,80	-1,6%	20.874	20.070	4,0%

3.1.2 CUSTO COM OS COMBUSTÍVEIS

O peso dos custos com a aquisição de combustíveis é bastante importante nos custos totais de produção de energia elétrica da EDA. O Quadro 3-3 apresenta a diferença entre os custos com combustíveis previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 3-3 - Custos com combustíveis previstos e verificados

	2010 em 2009 EDA	Tarifas 2010	2010 EDA real	2010 ERSE real	2010 EDA real/ Tarifas 2010	2010 ERSE real/ Tarifas 2010	2010 EDA real/ 2010 em 2009 EDA
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = [(3) - (2)] / (2)	(6) = [(4) - (2)] / (2)	(7) = [(3) - (1)] / (1)
	10 ³ EUR				%		
Fuelóleo	41 948	41 948	51 556	48 383	22,9%	15,3%	22,9%
Gasóleo	6 176	6 176	10 913	10 913	76,7%	76,7%	76,7%
Total	48 124	48 124	62 469	59 296	29,8%	23,2%	29,8%

Observa-se que, em 2010 ("2010 ERSE real"), os custos com os combustíveis foram superiores aos previstos nas Tarifas 2010 em 23,2% (11,2 milhões de euros).

3.1.2.1 LICENÇAS DE CO₂

Em 2010, os custos associados às licenças utilizadas de CO₂ atingiram os 4 552 milhares de euros correspondendo à utilização de 354,8 kton de CO₂. O quadro seguinte evidencia a movimentação das licenças de CO₂ durante o ano de 2010.

Quadro 3-4 - Movimentos das licenças de CO₂

	Quantidade (Kton)	Valor unitário (EUR/ton)	Valor 10 ³ EUR
Licenças atribuídas	477,9	12,83	6 131
Licenças adquiridas	0,0	0,00	0
Licenças utilizadas	354,8	12,83	4 552
do ano anterior	0,0	0,00	0
atribuídas no ano	354,8	12,83	4 552
adquiridas no ano		0,00	0
Licenças vendidas	115,0	14,64	1 683

O ano de 2010 foi o segundo em que se procedeu à aplicação do Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de abril de 2008, no que concerne ao mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂. A aplicação do referido mecanismo conduziu a ganhos de cerca de 8 916 euros, partilhados a 50% entre consumidores e empresa. As vendas de licenças de CO₂ consideradas por aplicação deste mecanismo ascendem a 1 609,4 milhares de euros.

3.1.3 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Os outros proveitos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica apresentaram um desvio bastante acentuado relativamente ao previsto, conforme se pode observar no Quadro 3-5. Este desvio resulta do facto de, em 2010, as licenças de CO₂ utilizadas pela EDA terem sido bastante inferiores às previstas nas tarifas de 2010.

Quadro 3-5 - Outros proveitos da AGS

	2010	Tarifas 2010	Diferença 2010 - Tarifas 2010	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	0	0	0	-
Outros Proveitos Operacionais	4 735	7 230	-2 495	-34,5%
Total	4 735	7 230	-2 495	-34,5%

3.1.4 AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NACIONAL

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma os Açores, calculado de acordo com o Artigo 128.º do Regulamento Tarifário, resulta da diferença entre os proveitos obtidos pela EDA, por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA, e os proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos aos clientes finais da RAA das tarifas do Continente,

adicionados do custo com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA. Em 2010, este ajustamento foi de -614 milhares de euros.

Quadro 3-6 - Calculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

		Unidade: 10 ³ EUR
		2010
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	102 867
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	71 776
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.	25 835
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	2 338
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	3 532
6=1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-614

3.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2010, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2010 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 89.º aos valores realmente verificados em 2010.

O Quadro 3-7 permite comparar os valores verificados em 2010 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2010 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2012.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-7 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

	2010	Tarifas 2010	Diferença 2010 - Tarifas 2010	
			10 ³ EUR	%
Componente variável unitária dos proveitos em AT/MT, em Euros por kWh	0,019771	0,019771	0,000000	0,0%
Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição em AT/MT (MWh)	812 599	822 105	-9 505	-1,2%
Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh	0,043026	0,043026	0,000000	0,0%
Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição em BT (MWh)	489 181	493 306	-4 125	-0,8%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	97	160	-63	-39,1%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-288	-288	0	0,0%
Custos decorrentes de obrigações regulamentares ocorridos t-2	10			
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	2 196	2 196	0	0,0%
1 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	34 737	35 155	-63	-0,2%
2 taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2010 + spread	2,603%			
3 taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2011 + spread	4,507%			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,019771	0,019771	0,000000	0,0%
Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	812 599	822 105	-9 505	-1,2%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	79	95	-16	-17,0%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-152	-152	0	0,0%
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em AT e MT relativos ao ano t-2	666	666	0	0,0%
4 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT	15 326	15 531	-204	-1,3%
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	4 041			
6 Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em AT/MT	3 950			
7 Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em AT e MT	210			
8 Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT	8 201			
9 Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT e MT, relativos a 2010	-7 641			
Reposição do desvio de quantidades em MT	596			
Reposição do desvio de quantidades em MT, atualizado para 2012	639			
10 Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT e MT, relativos a 2010, corrigido do desvio de quantidades	-8 280			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,043026	0,043026	0,000000	0,0%
Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	489 181	493 306	-4 125	-0,8%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	18	65	-46	-71,8%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-135	-135	0	0,0%
Custos decorrentes de obrigações regulamentares ocorridos t-2	10			
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	1 530	1 530	0	0,0%
11 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	19 411	19 625	-214	-1,1%
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	21 794			
13 Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	4 999			
14 Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em BT	266			
15 Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	27 059			
16 Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2010	8 201			
Reposição do desvio de quantidades em BT	509			
Reposição do desvio de quantidades em BT, atualizado para 2012	546			
17 Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2010, corrigido do desvio de quantidades	7 655			

3.2.1 ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2010, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA situou-se nos 2,9%.

O Quadro 3-8 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2010, que se situaram em -1,2% e em -0,8%, respetivamente.

Quadro 3-8 - Energia entregue pelas redes da distribuição

	Real 2010	Tarifas 2010	Unid: MWh	
			Diferença 2010 - Tarifas 2010	
			10 ³ EUR	%
Redes de MT	812 599	822 105	-9 505	-1,2%
Redes de BT	489 181	493 306	-4 125	-0,8%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para a BT é de 7,29%.

REPOSIÇÃO DO DESVIO DAS QUANTIDADES

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica é regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação e um fator de eficiência determinado no início do período regulatório. Os proveitos a proporcionar nesta atividade dependem, essencialmente, da energia elétrica 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 atividade de Distribuição da EDA está pois, sujeita quase exclusivamente à volatilidade da evolução da procura de eletricidade. O desvio acentuado entre a previsão e a procura real de eletricidade para 2010 gerou uma diminuição dos proveitos obtidos pela aplicação da componente variável unitária dos proveitos de cerca de 2,6 milhões de euros (Quadro 3-9).

Quadro 3-9 - Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros

		Cálculo das tarifas de 2010	Cálculo das tarifas de 2012	Diferença	Diferença em %
		2010	2010	2010	2010
(1)	Energia distribuída (MWh)				
	MT	872 918	812 599	-60 319	-6,9%
	BT	512 831	489 181	-23 650	-4,6%
(2)	Parâmetros (€/MWh)				
	MT	19,966	19,771	-0,195	-1,0%
	BT	43,472	43,026	-0,446	-1,0%
[(1)*(2)/1000]	Proveitos por energia entregue (Mil EUR)	39 722	37 113	-2 609	-6,6%
	MT	17 428	16 066	-1 363	-7,8%
	BT	22 294	21 048	-1 246	-5,6%

Face à evolução da procura de eletricidade e após a ponderação de várias alternativas optou-se por adotar para os proveitos de 2010 uma metodologia que permita mitigar os impactos da referida retração da procura. Após a ponderação de várias alternativas optou-se por considerar 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 capital¹⁶ representavam 58,3% do total dos proveitos permitidos de 2010, tal como se pode verificar no Quadro 3-10.

Quadro 3-10 - Estrutura dos Proveitos permitidos considerados em Tarifas 2010

	Tarifas 2010	
	10³ EUR	Peso
Custo com capital	23 181	58,30%
Custos controláveis líquidos de proveitos	16 583	41,70%
	39 764	100,00%

O valor apurado relativo à reposição do desvio de quantidades na atividade de DEE ascende a 1 105 milhares de euros, sendo 596 milhares de euros em AT/MT e 509 milhares de euros em BT. Estes montantes são atualizados para 2012 através da aplicação da taxa de juro EURIBOR a doze meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2010 e da aplicação da taxa de juro EURIBOR a doze meses média, determinada tendo por base os valores diários até 15 de novembro de 2011, acrescida de um *spread* de 1,25 p.p. em 2010 e 2,5 p.p. em 2011.

¹⁶ Os quais dependem, numa perspetiva de médio e longo prazo, da evolução da procura.

3.2.2 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

O valor previsto nas tarifas de 2010 para os custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA) foi de 160 milhares euros. A ERSE aceitou para 2010, 97,3 mil euros, conforme apresentado no Quadro 3-11. A justificação do valor aceite encontra-se no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Elétrico – Análise dos relatórios de execução de 2010”.

Quadro 3-11 - Custos aceites do PPDA executado em 2010

Unidades: Milhares de EUR

Empresas - Medidas	Realização		Total de custos para tarifas
	MT	BT	
Integração paisagística de PT e PS	0	19,65	18,20
SGA na exploração da distribuição	11,60	0	11,60
Medidas de correcção à rede de transporte e distribuição	52,59	0	52,50
Mapeamento dos troços de rede mais utilizados pelo estorninho-malhado	20,00	0	15,00

3.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com o n.º 3 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2010 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 90.º aos valores realmente verificados em 2010. Esse ajustamento resulta exclusivamente da variação do número médio de clientes relativamente ao estimado.

O Quadro 3-12 permite comparar os valores verificados em 2010 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2010 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2012.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-12 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

	2010	Tarifas 2010	Diferença 2010 - Tarifas 2010	
			10 ³ EUR	%
Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente	471,921	471,921	0,000	0,0%
Número médio de clientes MT da concessionária do transporte e distribuição da RAA	672	660	12	1,7%
Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente	36,196	36,196	0	0,0%
Número médio de clientes BT da concessionária do transporte e distribuição da RAA	119 589	118 287	1 302	1,1%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-9	-9	0	0,0%
Custos decorrentes de obrigações regulamentares ocorridos t-2	125			
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	130	130	0	0,0%
1 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 631	4 454	178	0
2 taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2010 + spread	2,603%			
3 taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2011 + spread	4,507%			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	471,921	471,921	0,000	0,0%
Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	672	660	12	1,7%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-1	-1	0	0,0%
Custos decorrentes de obrigações regulamentares ocorridos t-2	30			
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-55	-55	0	0,0%
4 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	400	365	35	9,7%
5 Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	103			
6 Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	163			
7 Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à atividade de CEE, em MT	9			
8 Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	274			
9 Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a 2010	-135			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	36,196	36,196	0,000	0,0%
Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	119 589	118 287	1 302	1,1%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-8	-8	0	0,0%
Custos decorrentes de obrigações regulamentares ocorridos t-2	95			
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	185	185	0	0,0%
10 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	4 231	4 089	142	3,5%
11 Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	2 235			
12 Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1 815			
13 Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à atividade de CEE, em BT	96			
14 Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	4 147			
15 Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2010	-90			

O Quadro 3-13 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2009 para cálculo das tarifas de 2010 e o número ocorrido em 2010.

Quadro 3-13 - Número médio de clientes

	Real 2010	Tarifas 2010	Diferença 2010 - Tarifas 2010	
			10 ³ EUR	%
Cientes MT	672	660	12	1,7%
Cientes BT	119 589	118 287	1 302	1,1%
Total	120 261	118 947	1 314	1,1%

3.4 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Da análise do Quadro 3-14 verifica-se que, os proveitos permitidos recalculados no ano 2011, com base em valores verificados em 2010, foram superiores aos proveitos permitidos a proporcionar em 2010 definidos em 2009, em cerca de 5,4%.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-14 - Proveitos permitidos em 2010 e ajustamento em 2012, na RAA

Unidade: 10⁶ EUR

Proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2009 (Tarifas 2010)	Proveitos recuperados em 2010, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2010	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 2010, definidos em 2011	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2012	Reposição do desvio de quantidades	Reposição do desvio de quantidades, atualizado para 2012	Ajustamento a repercutir em 2012, 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 Elétrica e Gestão do Sistema	131 017	71 776	55 529	2 951	-1 609	139 468	-614	-8 809		-8 809	
Distribuição de Energia Elétrica	35 155	25 835	8 949	476		34 737		560	1 105	1 185	-625
Comercialização de Energia Elétrica	4 454	2 338	1 978	105		4 631		-225			-225
Proveitos permitidos à EDA	170 626	99 950	66 456	3 532	-1 609	178 836	-614	-8 475	1 105	1 185	-9 659

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (170 933 milhares de euros) durante 2010 pela EDA, são superiores ao previsto (170 626 milhares de euros) em cerca de 0,2%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2010 são cerca de 5,4% superiores aos calculados para Tarifas 2010, o desvio de 2010 atinge os -9 008 milhares de euros.

O ajustamento a receber pela EDA em 2012 relativamente ao ano de 2010 atualizado para 2012 aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada em valores diários de 2010, acrescida de *spread* de 1,25% e EURIBOR a doze meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2011, acrescida de *spread* de 2,5%, será de -9 659¹⁷ milhares de euros.

¹⁷ Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

4 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No presente capítulo é calculado o ajustamento relativo a 2010 a repercutir nas tarifas de 2012, de acordo com o estipulado no Regulamento Tarifário, para cada uma das atividades reguladas da EEM.

Por forma a avaliar o desempenho da EEM e o ajustamento relativo a cada atividade, a análise efetuada assenta na comparação por atividade entre os valores dos custos, proveitos e ativos líquidos a remunerar verificados em 2010 e os valores aceite pela ERSE no cálculo das tarifas para 2010.

O ano de 2010, na Região Autónoma da Madeira, é marcado pelas alterações introduzidas no período regulatório de 2009 a 2011, nomeadamente ao nível da metodologia de regulação das atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE), as quais passaram a ser reguladas por *price-cap* aplicado ao *OPEX* (*operational expenditures*) e ao *CAPEX* (*capital expenditures*). Ao contrário, a regulação da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) manteve-se inalterada face aos anteriores períodos regulatórios, ou seja, uma regulação por custos aceites acrescida de uma remuneração da base de ativos.

EFEITO DO TEMPORAL DE 2010

A 20 de fevereiro de 2010, a ilha da Madeira foi assolada por um temporal com efeitos devastadores, afetando diversas infraestruturas presentes na região. O sistema elétrico da ilha não foi exceção, razão pela qual a EEM necessitou de proceder a um conjunto de investimentos tendo em vista a recuperação do sistema elétrico da ilha. Os ativos afetados pelo temporal dizem respeito, essencialmente, à produção, ao transporte e à distribuição de energia elétrica.

O envio da informação referente aos investimentos realizados neste âmbito foi individualizado, tal como solicitado pela ERSE, tendo como objetivo não penalizar os consumidores de energia elétrica pela eventual aceitação de custos indevidos e, igualmente, não penalizar a empresa pela não aceitação de custos atribuíveis a casos fortuitos ou de força maior.

A ERSE decidiu aceitar os investimentos decorrentes do efeito do temporal, os quais, naturalmente, não se encontravam previstos no processo de cálculo das tarifas de 2010, através de um método de regulação por custos aceites, dado o carácter excecional dos mesmos.

4.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O ajustamento da atividade de Aquisição de Energia Elétrica 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 dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2010, a repercutir em 2012, tendo-se apurado o valor de - 11 057 milhares de euros¹⁸. São apresentados igualmente, os parâmetros definidos para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2010.

O desvio de -10 311 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -67 038 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2010 por aplicação das tarifas no Continente (81 748 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2011 (148 786 milhares de euros).
- +53 915 milhares de euros referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- +1 985 milhares de euros relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- - 1 204 mil euros referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- +2 031 milhares de euros referentes ao proveito da gestão das licenças de emissão de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização.

¹⁸ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

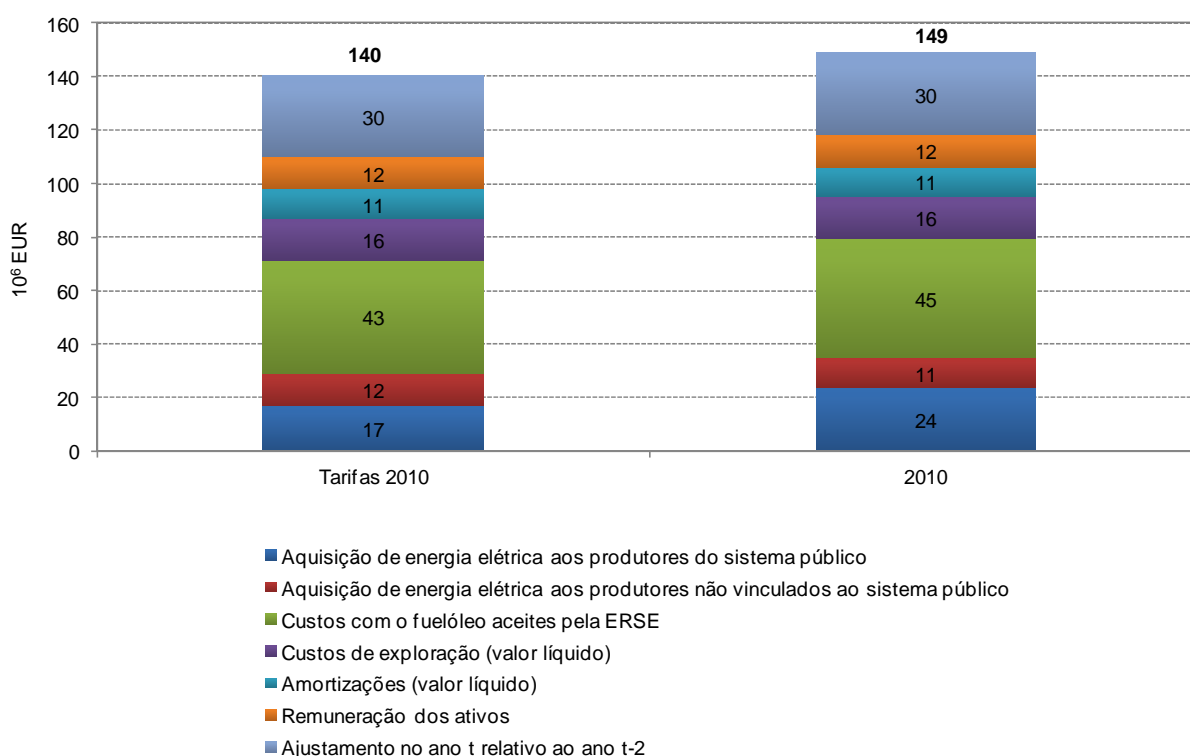
Ajustamentos referentes a 2010 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2010	Tarifas 2010	Diferença 2010 - Tarifas 2010	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados	10 897	10 687	211	2,0%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	166 470	165 240	1 230	0,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	7,39%	7,39%	0 p.p.	
d	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	23 838	17 061	6 777	39,7%
e	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	10 920	12 005	-1 085	-9,0%
f	Custos anuais de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	15 992	15 581	412	2,6%
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	44 655	42 529	2 127	5,0%
h	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	80	0	80	
i	Custos com a promoção do desempenho ambiental	17	17	0	0,4%
j	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-30 244	-30 244	0	0,0%
$1 = a + b \cdot c + d + e + f + g - h + i - j$	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	148 786	140 335	8 451	6,0%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	81 748			
3	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	53 915			
4	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	1 985			
5	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	-1 204			
6	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização	-2 031			
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2010, + 1,25 pp	2,603%			
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011, + 2,5 pp	4,507%			
$9 = [2 + 3 + 4 - (1 + 6 - 5)] \cdot [1 + (7)/100] \cdot [1 + (8)/100]$	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano de 2010	-11 057			

Na Figura 4-1 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS, que apresentam um acréscimo de 6% entre os valores das tarifas para 2010 e os valores ocorridos em 2010. As rubricas com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2010 como em Tarifas de 2010, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, bem como o ajustamento no ano de t, relativo ao ano de t-2.

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



4.1.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 4-2 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS. Conforme anteriormente referido, na medida em que a atividade de AGS tem subjacente uma regulação por custos aceites acrescida de uma remuneração da base de ativos, os investimentos decorrentes do efeito do temporal encontram-se incluídos na base de ativos a remunerar na atividade de AGS.

O ativo líquido médio de 2010 apresenta um desvio positivo de 0,7% entre os valores ocorridos em 2010 e os valores de tarifas para 2010. A justificação para a variação atrás descrita resulta do valor líquido ocorrido em 2010 ser inferior ao valor das tarifas para 2010 em cerca de 3% e de um acréscimo no valor líquido de 2009 de cerca de 5%, face aos valores das tarifas para 2010.

O total dos investimentos a custos técnicos apresenta um desvio de cerca de -50% entre os valores verificados e os valores de tarifas para 2010.

Este desvio respeita, sobretudo, aos sistemas hidroelétricos, nomeadamente: (i) a uma menor realização nas centrais mini-hídricas, (ii) a um ligeiro atraso no projeto de Ampliação do Sistema Hidroelétrico da Calheta e (iii) ao atraso no arranque dos trabalhos referentes ao sistema reversível do Chão da Ribeira.

No que respeita aos sistemas termoelétricos, os investimentos realizados encontram-se em linha com o previsto no processo de tarifas de 2010, sendo de destacar a conclusão das instalações afetas à Nova Central Térmica – Vitória III, a qual vinha sendo construída desde 2008.

Relativamente ao temporal, o investimento realizado em 2010, na ordem dos 3 milhões de euros, diz respeito à reconstrução de canais adutores, bem como à recuperação das centrais afetadas.

Por fim, importa referir que, embora no âmbito da aplicação do novo Sistema de Normalização Contabilística (SNC) seja exigido, através da Norma Contabilística e de Relato Financeiro n.º 6 (NCRF 6) o desreconhecimento contabilístico de algumas rubricas do ativo fixo, a ERSE entendeu continuar a incorporá-las na base de ativos regulatórios da atividade de AGS da EEM, tendo em vista não penalizar a empresa pela obrigação legal da adoção do novo sistema contabilístico. Desta forma, o desreconhecimento contabilístico de algumas rubricas do ativo fixo foram consideradas para cálculo da remuneração do ativo fixo até ao fim da sua vida útil, isto é, 2011.

Quadro 4-2 - Movimentos no ativo líquido a remunerar¹⁹Unidade: 10³ EUR

	2010 (1)	Tarifas 2010 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	26 378	53 042	-50,3%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	394 348	386 499	
Investimento Direto	2 026	21 166	
Transferências para Exploração	31 066	24 501	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	427 440	432 166	-1,1%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	213 104	212 585	
Amortizações do Exercício	14 298	14 088	
Regularizações	-536	0	
Saldo Final (4)	226 865	226 672	0,1%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	26 140	26 156	
Comparticipações do ano	0	17	
Amortização do ano	3 400	3 401	
Saldo Final (6)	22 739	22 771	-0,1%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2009 (7) = (1) - (3) - (5)	155 105	147 758	5,0%
Valor de 2010 (8) = (2) - (4) - (6)	177 835	182 722	-2,7%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	166 470	165 240	0,7%

4.1.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1.2.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AO SPM

No Quadro 4-3 analisa-se a aquisição de energia elétrica efetuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O acréscimo de cerca de 38% no preço médio

¹⁹ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

da aquisição de energia elétrica a outros produtores do SPM resulta do acréscimo de cerca de 40% no custo desta energia e de um acréscimo nas quantidades adquiridas de cerca de 1,5%, face aos valores de tarifas para 2010.

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

	2010	Tarifas 2010	Desvio (2010-Tarifas 2010)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	194 854	192 000	2 854	1,5%
Preço Médio (€/MWh)	122,3	88,9	33	37,7%
Custo Total (10³ EUR)	23 838	17 061	6 777	39,7%

4.1.2.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AO SIM

O Quadro 4-4 apresenta os custos permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM (SIM), comparando os valores verificados em 2010 com os aceites para tarifas 2010. O decréscimo de 9% no custo de aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial resulta do decréscimo de cerca de 9% no preço médio desta energia, conjugado com um ligeiro decréscimo nas quantidades adquiridas de 0,4%, face aos valores de tarifas para 2010.

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

	2010	Tarifas 2010	Desvio (2010-Tarifas 2010)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	117 194	117 700	-506	-0,4%
Preço Médio (€/MWh)	93,2	102,0	-9	-8,6%
Custo Total (10³ EUR)	10 920	12 005	-1 085	-9,0%

No Quadro 4-5 é analisada a aquisição de energia elétrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2010 com os valores das tarifas para 2010. A queda no preço médio da aquisição de energia elétrica ao SIM em torno dos 9% resulta de uma descida no preço médio da energia de origem hídrica e eólica e de uma 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 hídrica foi o que apresentou um maior desvio no período em análise (-24,6%). Globalmente, assistiu-se a um ligeiro desvio na quantidade de energia adquirida ao SIM (-0,4%), ainda que a energia de origem hídrica e a energia proveniente de

outras fontes tenham apresentado desvios positivos em termos de quantidade, entre os valores verificados e os valores de tarifas para 2010.

Quadro 4-5 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2010					Tarifas 2010					Variação 2010/Tarifas 2010		
	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	113 390	3 804	117 194	10 920	93,2	114 600	3 100	117 700	12 005	102,0	-0,4%	-9,0%	-8,6%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	4 998		4 998	511	102,3	4 000	0	4 000	543	135,7	24,9%	-5,8%	-24,6%
Eólica	67 326	1 310	68 636	5 613	81,8	70 000	1 100	71 100	7 240	101,8	-3,5%	-22,5%	-19,7%
Geotérmica													
Outros	41 067	2 493	43 560	4 796	110,1	40 600	2 000	42 600	4 222	99,1	2,3%	13,6%	11,1%
RSU	39 412		39 412	3 160	80,2								
Fotovoltaica	684	2 452	3 136	1 005	320,6								
Microprodução	971	42	1 013	631	622,7								

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 elétrica da EEM. Registe-se que a quase totalidade dos custos com combustíveis diz respeito a custos com fuelóleo sendo que, em 2010, o peso destes custos no total dos combustíveis foi de cerca 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 os respetivos preços médios.

Quadro 4-6 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2010 previstos e ocorridos

	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 ⁽¹⁾	44 655	42 529	2 127	5,0%	113 351	120 241	-6 890	-5,7%	394	354	11,4%
Gasóleo	1 155	1 284	-129	-10,1%	2 098	1 452	647	44,5%	550	885	-37,8%
Óleo + Amónia + Biofuel	1 260	1 019	241	23,6%	906	1 614	-709	-43,9%	1 391	631	120,4%

Nota: ⁽¹⁾ o valor do fuelóleo verificado corresponde ao valor aceite pela ERSE, na sequência da realização do estudo da KEMA, e respetiva análise do mesmo por parte da ERSE.

O custo total com gasóleo verificado foi inferior ao previsto (-0,1 milhões de euros), motivado, sobretudo, pela redução do custo unitário face aos valores previstos (-37,8%).

Os custos com o fuelóleo foram superiores ao previsto em cerca de 2,1 milhões de euros, o que corresponde a uma diferença de 5%.

Este aumento é explicado, essencialmente, pelo aumento do custo unitário. Acresce referir que os custos aceites pela ERSE, para o ano de 2010, resultam da aplicação de novos parâmetros para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas, os quais foram apurados com base no estudo realizado pela KEMA

(“Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel oil purchase activity”), e devidamente analisados pela ERSE.

O Quadro 4-7 apresenta os custos com o fuelóleo (totais e unitários) aceites pela ERSE. A justificação para os referidos valores encontra-se no documento “Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas”.

Quadro 4-7 - Custo com o fuelóleo em 2010

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo real 2010 (t)	Custos totais		Custos unitários		
			Custos aceites de descarga e armazenamento €	Custos aceites 2010 €	Custo real €/t	Custo aceite €/t	desvio
Madeira	377,857	105 749	1 775 526	41 733 545	392	395	0,6%
Porto Santo	377,857	7 602	49 413	2 921 883	415	384	-7,5%
EEM	377,857	113 351	1 824 939	44 655 429	394	394	0,1%

Fonte: ERSE, KEMA e EEM.

4.1.4 LICENÇAS DE CO₂

A aplicação do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ na EEM conduziu ao apuramento de um proveito no montante de 2 031 milhares de euros. A justificação da aplicação do mecanismo encontra-se no documento “Aplicação em 2010 dos mecanismos constantes do Despacho n.º 11 210/2008 – Empresa de Eletricidade da Madeira”.

4.1.5 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFETOS À ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS REAIS ACEITES

No processo de fixação dos proveitos permitidos da EEM nas tarifas para 2010, a ERSE considerou os valores aceites em Tarifas para 2009, sobre os quais incidiu o valor da inflação prevista para 2010 (+1,6%) e impôs uma eficiência de 1% nos custos controláveis da EEM²⁰, tendo em vista a empresa apresentar uma trajetória 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 controláveis²¹ aceites pela ERSE para o cálculo do ajustamento de 2010 não podem ser superiores aos valores definidos para tarifas em 2010.

²⁰ Com exceção dos Custos com pessoal.

²¹ Materiais diversos, Fornecimentos e Serviços Externos, Custos com pessoal e Outros custos operacionais.

Os valores de custos de exploração controláveis apresentados pela EEM como valores ocorridos em 2010 são superiores aos estipulados para as tarifas de 2010. Como tal, a ERSE considerou como custos controláveis os valores anteriormente aceites para as tarifas de 2010, corrigidos da inflação verificada em 2010 (+1,09%). Ao valor de FSE apurado através da metodologia descrita anteriormente foi adicionado o valor da frota automóvel (+91 milhares de euros), os custos com a gestão das licenças de CO₂ e comissões pelas transações das mesmas (+46 milhares de euros), bem como os custos incorridos pela EEM com a realização, a pedido da ERSE, do estudo elaborado pela KEMA (*“Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel oil purchase activity”*) (+ 87 milhares de euros).

A exceção à aplicação da metodologia apresentada é verificada na rubrica Custos com Pessoal. A rubrica Custos com pessoal de 2010 foi calculada, tendo em conta a metodologia utilizada pela ERSE para apuramento destes custos em cada processo de cálculo das tarifas que se descreve seguidamente:

- A remuneração por efetivo, de 2010, foi obtida através da remuneração por efetivo²² aceite pela ERSE para cálculo do ajustamento de 2009 a repercutir em 2011, aplicando a taxa de inflação utilizada para o cálculo dos custos com pessoal no processo de tarifas para 2010, correspondendo ao Índice de Preços no Consumidor para 2010 (+1,3%). É igualmente considerado um acréscimo anual nas remunerações por efetivo acima do valor da taxa de inflação em 1,5 pontos percentuais.
- O valor aceite pela ERSE para encargos com pensões corresponde à percentagem do custo corrigido com pensões no total das remunerações suportado pela empresa, ou seja, 11,64%.

Para o cálculo do custo corrigido com pensões, a ERSE aceitou o montante de 848 milhares de euros, resultante (i) do custo total com pensões incorrido pela EEM no ano de 2010 (201 milhares de euros), acrescido (ii) do montante de pensões ajustado aquando da transição do normativo contabilístico POC para SNC (647 milhares de euros).

- O valor de encargos aceite foi obtido aplicando a percentagem dos encargos corrigidos com as remunerações verificadas (27,6%), aos novos valores de remunerações considerados pela ERSE.

Para o cálculo dos encargos corrigidos, a ERSE aceitou o montante de 7 025 milhares de euros, resultante (i) do total de encargos reais da EEM no ano de 2010 (9 605 milhares de euros), líquido (ii) do montante das compensações remuneratórias pagas em 2010, por imposição do Tribunal de Trabalho relativas a anos anteriores (2 580 milhares de euros) incluídas nessa rubrica.

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 afeto ao investimento ocorrido em 2010. 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.

²² Considera-se o número de efetivos do início do ano.

Considerando os custos controláveis - custos com materiais diversos, custos com fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e outros custos operacionais - a variação é positiva em 2,3% entre os valores verificados e os valores aceites nas tarifas para 2010.

Globalmente, o valor dos custos de exploração da EEM apresenta um aumento de cerca de 2,6% entre os valores verificados e os valores aceites nas tarifas para 2010, consequência da variação positiva das rubricas de (i) fornecimentos e serviços externos em cerca de 7,3%, (ii) combustíveis, lubrificantes e outros (excluindo os gastos com o fuelóleo aceites pela ERSE) em cerca de 4,8% e (iii) gastos com pessoal, na ordem dos 2,1%.

O Quadro 4-8 apresenta os custos anuais de exploração afetos à AGS em 2010 por comparação com os valores aceites para tarifas para 2010, apresentando a desagregação das rubricas que compõem os custos controláveis e os outros custos.

Quadro 4-8 - Custos anuais de exploração afetos a AGS

Unidade: 10³ EUR

	2010	Tarifas 2010	Desvio (2010-Tarifas 2010)	
			Valor	%
Custos controláveis	13.578	13.278	300	2,3%
Materiais Diversos	2.139	2.150	-11	-0,5%
Fornecimentos e Serviços Externos ⁽¹⁾	1.766	1.646	120	7,3%
Custos com Pessoal	9.313	9.121	192	2,1%
Outros Custos Operacionais ⁽²⁾	360	362	-2	-0,5%
Outros custos	2.415	2.304	111	4,8%
Combustíveis, lubrificantes e outros ⁽³⁾	2.415	2.304	111	4,8%
Provisões ⁽⁴⁾	0	0	0	
TOTAL	15.992	15.581	412	2,6%

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.

⁽⁴⁾ Líquidas das utilizações de provisões.

4.1.6 OUTROS PROVEITOS

No processo de cálculo para tarifas de 2010 não havia previsão de valores para proveitos, contudo, em 2010, verificou-se o montante de 80 milhares de euros, referentes, sobretudo, a subsídios à exploração.

4.1.7 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

No processo de tarifas para 2010, o montante total aceite pela ERSE de custos relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) atingiu 433 milhares de euros, sendo que o valor aceite

em AGS foi de 17 milhares de euros, correspondendo a 4% do valor total aceite para efeitos de tarifas na EEM.

Em 2010, o custo aceite pela ERSE no âmbito do PPDA em AGS ascende a 17 milhares de euros, correspondendo a 5% do montante total aceite. A ação desenvolvida diz respeito à “Implementação de um sistema de gestão ambiental na EEM”. O documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Elétrico – Análise dos relatórios de execução de 2010” justifica as decisões tomadas pela ERSE relativamente à aceitação dos custos com o PPDA.

4.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

No Quadro 4-9 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2010 (“Tarifas 2010”) bem como, os parâmetros dos proveitos recalculados em 2010 (“2010”), por nível de tensão. O ajustamento de 2010 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2012 é de -157 milhares de euros²³ resultante de um ajustamento em MT de +3 245 milhares de euros e em BT, de -3 402 milhares de euros.

O desvio de -146 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -9 446 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2010 por aplicação das tarifas no Continente (32 277 milhares de euros – MT 2 578 milhares de euros; BT 29 699 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2011 (41 723 milhares de euros – MT 20 053 milhares de euros, BT 21 670 milhares de euros).
- +11 020 milhares de euros (MT 21 333 milhares de euros, BT -10 313 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- +557 milhares de euros (MT 268 milhares de euros, BT 289 milhares de euros) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- -2 277 milhares de euros (MT -1099 milhares de euros, BT -1178 milhares de euros) relativos à reposição do desvio de quantidades.

²³ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-9 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2010	Tarifas 2010	Diferença 2010 - Tarifas 2010	
		10 ⁶ EUR	10 ⁶ EUR	10 ⁶ EUR	%
a	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por kWh	0,022293	0,022293	0	0,0%
b	Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	916 555 832	954 301 645	-37 745 813	-4,0%
c	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em MT	161	246	-85	-34,5%
d	Retificação da taxa de remuneração, em MT	-190	-190	0	
e	Custos ocorridos não previstos para o período de regulação, em MT	182			
f	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em MT, relativos ao ano t-2	534	534	0	0,0%
$1 = (a \cdot b) / 1000 + c + d + e - f$	Proveitos Permitidos em MT	20 053	20 797	-744	-3,6%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	2 578			
3	Compensação relativa ao sobrecurso da DEE, em MT				
4	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em MT	21 333			
5	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2010, + 1,25 pp	268			
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011, + 2,5 pp	2,603%			
$7 = (2 + 3 + 4 - 1) \cdot [1 + (5)/100]^{1 + (6)/100}$	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2010, em MT	4 424			
8	Reposição do desvio de quantidades em MT	1 099			
$9 = 8 \cdot [1 + (5)/100]^{1 + (6)/100}$	Reposição do desvio de quantidades em MT, atualizado para 2012	1 179			
$10 = 7 - 9$	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2010, em MT, corrigido do desvio de quantidades	3 245			
a	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh	0,031038	0,031038	0,000000	0,0%
b	Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT em kWh	680 974 907	705 631 356	-24 656 449	-3,5%
c	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em BT	161	170	-9	-5,3%
d	Retificação da taxa de remuneração, em BT	-74	-74	0	
e	Custos ocorridos não previstos para o período de regulação, em BT	97			
f	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em BT, relativos ao ano t-2	-350	-350	0	0,0%
$1 = (a \cdot b) / 1000 + c + d + e - f$	Proveitos Permitidos em BT	21 670	22 347	-677	-3,0%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	29 699			
3	Compensação relativa ao sobrecurso da DEE, em BT				
4	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em BT	-10 313			
5	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2010, + 1,25 pp	289			
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011, + 2,5 pp	2,603%			
$7 = (2 + 3 + 4 - 1) \cdot [1 + (5)/100]^{1 + (6)/100}$	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2010, em BT	-2 139			
8	Reposição do desvio de quantidades em BT	1 178			
$9 = 8 \cdot [1 + (5)/100]^{1 + (6)/100}$	Reposição do desvio de quantidades em BT, atualizado para 2012	1 263			
$10 = 7 - 9$	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2010, em BT, corrigido do desvio de quantidades	-3 402			
	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, corrigido do desvio de quantidades	-157			

DIREITOS DE PASSAGEM

Os direitos de passagem são uma taxa lançada pelos municípios da RAM pela utilização do domínio público municipal pelas infraestruturas elétricas 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 elétrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública).

Tal como referido no documento “Proveitos Permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2012” 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 afeta 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 eletricidade, 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 4-10 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2010 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT. O ano de 2010 caracterizou-se por uma retração no nível de fornecimentos na RAM, de cerca de 1,2% face a 2009.

Entre os valores verificados e os valores considerados nas tarifas existe um desvio negativo de cerca de 38 GWh em MT e de cerca de 25 GWh em BT.

Quadro 4-10 - Energia entregue pelas redes de distribuição

	2010	Tarifas 2010	Desvio (2010-Tarifas 2010)	
			kWh	%
Fornecimentos MT	916.555.832	954.301.645	-37.745.813	-4,0%
Fornecimentos BT	680.974.907	705.631.356	-24.656.449	-3,5%

Nota: O fator de perdas utilizado para BT é de 7,79%.

REPOSIÇÃO DO DESVIO DAS QUANTIDADES

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica é regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação e de um fator 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 atividade de distribuição da EEM está sujeita quase exclusivamente à volatilidade da evolução da procura de eletricidade. A retração na procura de eletricidade na Região Autónoma da Madeira em 2010 (decréscimo de 1,2% nos fornecimento entre 2009 e 2010), justificando assim, o desvio negativo de 1,6 milhões de euros no valor dos proveitos permitidos obtidos por aplicação da componente variável unitária dos proveitos de 2010 às novas quantidades de energia entregues (Quadro 4-11).

Quadro 4-11 - Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros

		Cálculo das tarifas de 2010	Cálculo das tarifas de 2012	Diferença	Diferença em %
		2010	2010	2010	2010
(1)	Energia distribuída (MWh)				
	MT	954 302	916 556	-37 746	-4,0%
	BT	705 631	680 975	-24 656	-3,5%
(2)	Parâmetros (€/MWh)				
	MT	21,807	21,807	0	0,0%
	BT	31,659	31,659	0	0,0%
[(1)*(2)/1000]	Proveitos Permitidos (10 ³ EUR)	43 150	41 546	-1 604	-3,7%
	MT	20 810	19 987	-823	-4,0%
	BT	22 340	21 559	-781	-3,5%

Aquando da fixação dos parâmetros para o atual período regulatório já se encontrava prevista uma quebra no crescimento da energia distribuída para o período 2009-2011, face ao ritmo de crescimento médio sentido na Região até 2008. No entanto, num cenário de retração, como o que se verificou em 2010, e tendo em conta que a atividade de DEE é uma atividade de capital intensivo, considerou-se necessário recalcular o ajustamento que se obteria pela aplicação direta da metodologia definida no Regulamento Tarifário.

Após a ponderação de várias alternativas optou-se por considerar 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 capital²⁴ representava cerca de 57% do total dos proveitos permitidos de 2010, tal como se pode verificar pelo Quadro 4-12.

²⁴ Os quais dependem, numa perspetiva de médio e longo prazo, da evolução da procura.

Quadro 4-12 - Estrutura dos Proveitos Permitidos em Tarifas 2010

Tarifas 2010		
	10 ³ EUR	Peso
Custos com capital	26.392	56,60%
Outros custos aceites	603	1,29%
Custos de exploração líquidos de proveitos	19.636	42,11%
Total de Proveitos Permitidos	46.632	100,00%

O valor apurado relativo à reposição do desvio de quantidades na atividade de DEE ascende a 2 277 milhares de euros, sendo que em MT apurou-se um valor de 1 099 milhares de euros e em BT, de 1 178 milhares de euros. Estes montantes são atualizados para 2012 através da aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2010 e em 2011 (até 15 de novembro), acrescida de um *spread* de 1,25 p.p em 2010 e de 2,5 p.p. em 2011.

4.2.2 CUSTOS DECORRENTES DO EFEITO DO TEMPORAL DE 2010 NA ILHA DA MADEIRA

A 20 de fevereiro de 2010, a ilha da Madeira foi afetada por um temporal com efeitos devastadores, afetando diversas infraestruturas presentes na região. O sistema elétrico da ilha não foi exceção, razão pela qual a EEM necessitou de proceder a um conjunto de investimentos tendo em vista a recuperação do sistema elétrico da ilha.

A ERSE decidiu aceitar os investimentos decorrentes do efeito do temporal através de um método de regulação por custos aceites, dado o carácter excecional dos mesmos.

As intervenções da DEE dizem respeito à reconstrução da rede nos diversos níveis de tensão, à recuperação de postos de transformação e ao restabelecimento de partes da rede de iluminação pública.

O investimento total ascende a cerca de 3 milhões de euros em 2010, repartido por investimentos em MT de cerca de 2 milhões de euros e em BT de 1 milhão de euros.

Em 2010, o custo com capital²⁵ decorrente dos investimentos necessários para repor os ativos desta atividade ascende a 276 milhares de euros (+183 milhares de euros em MT e +93 milhares de euros em BT). No cálculo de tarifas para 2010, este custo não se encontrava previsto.

²⁵ Remuneração dos ativos e amortizações líquidas das amortizações do imobilizado participativo.

4.2.3 OUTROS CUSTOS

No processo de fixação dos parâmetros para a atividade de DEE, o valor da frota automóvel estimado foi de 603 milhares de euros. Tendo em conta que o valor verificado foi de 607 milhares de euros, a diferença de 4 milhares 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 2010, o montante total aceite pela ERSE de custos relativos ao PPDA atingiu 433 milhares de euros, sendo que o valor aceite na DEE foi de 416 milhares de euros, correspondendo a 96% do valor total aceite para efeitos de tarifas na EEM.

Em 2010, o valor dos custos aceites pela ERSE relacionados com o PPDA ascendem a 322 milhares de euros, correspondendo a 95% do montante total aceite. O Quadro 4-13 apresenta as medidas desenvolvidas pela empresa. A justificação do valor aceite encontra-se no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Elétrico – Análise dos relatórios de execução de 2010”.

Quadro 4-13 - Custos aceites dos PPDA executados em 2010

2010	Unidades: 10 ³ EUR		
	MT	BT	DEE
Implementação de um sistema de gestão ambiental	12	28	39
Impacte das linhas MT em algumas espécies vulneráveis	36	0	36
Impacte da iluminação pública sobre aves marinhas	0	21	21
Integração paisagística de redes BT	0	112	112
Integração paisagística de redes MT	113	0	113
Total	161	161	322

4.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

O Quadro 4-14 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2010, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -17 milhares de euros e em BT, de -59 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de -76 milhares de euros²⁶ na atividade de CEE. No quadro são

²⁶ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 na Região Autónoma da Madeira

comparados os valores verificados em 2010 (“2010”) com os valores estimados em 2009 no cálculo das tarifas de 2010 (“Tarifas 2010”), por nível de tensão.

O desvio de -71 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -2 354 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2010 por aplicação das tarifas no Continente (2 687 milhares de euros – MT, 61 milhares de euros, BT 2 626 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2010 (5 041 milhares de euros – MT 583 milhares de euros, BT 4 458 milhares de euros).
- +2 216 milhares de euros (MT 499 milhares de euros, BT 1 717 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- +67 mil de euros (MT 8 mil euros, BT 59 mil euros) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.

Quadro 4-14 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2010	Tarifas 2010	Diferença 2010 - Tarifas 2010	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente	2 119,178	2 119,178	0,00	0,0%
b	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	244	250	-6	-2,3%
c	Retificação da taxa de remuneração em MT	-0,5	-0,5	0	
d	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em MT, relativos a t	18	18	1	
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em MT, relativos ao ano t-2	-47	-47	0	0,0%
$1 = (a \cdot b) / 1000 + c + d - e$	Proveitos Permitidos em MT	583	595	-12	-1,9%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	61			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	499			
4	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em MT	8			
5	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2010, + 1,25 pp	2,603%			
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011, + 2,5 pp	4,507%			
$7 = (2 + 3 + 4 - 1) \cdot \frac{1}{1+(5)/100} \cdot \frac{1}{1+(6)/100}$	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2010, em MT	-17			
a	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente	30,169	30,169	0,00	0,0%
b	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 339	136 568	-229	-0,2%
c	Retificação da taxa de remuneração em BT	-5	-5		
d	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em BT, relativos a t	163	158		
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em BT, relativos ao ano t-2	-186	-186	0	0,0%
$1 = (a \cdot b) / 1000 + c + d - e$	Proveitos Permitidos em BT	4 458	4 459	-1	0,0%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	2 626			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1 717			
4	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em BT	59			
5	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2010, + 1,25 pp	2,603%			
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011, + 2,5 pp	4,507%			
$7 = (2 + 3 + 4 - 1) \cdot \frac{1}{1+(5)/100} \cdot \frac{1}{1+(6)/100}$	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2010, em BT	-59			
	Ajustamento em 2012 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	-76			

4.3.1 NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 4-15 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2010 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-15 - Número médio de clientes

	2010	Tarifas 2010	Desvio (2010-Tarifas 2010)	
			Número	%
Cientes MT	244	250	-6	-2,3%
Cientes BT	136.339	136.568	-229	-0,2%
TOTAL	136.584	136.819	-235	-0,2%

4.3.2 OUTROS CUSTOS ACEITES

Em março de 2009, a EEM deu início à disponibilização de um serviço de “*contact center*” tendo como objetivo 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 2010 foram registados cerca de 170 315 contactos, com um custo unitário de €1,07 por contacto, perfazendo um custo total de 182 milhares de euros, sendo alocado 10% destes custos ao nível de tensão MT e 90% destes a BT.

4.4 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O Quadro 4-16 sintetiza a informação por atividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2010, com os proveitos recuperados em 2010 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2010 e com os proveitos de 2010 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2012.

Tendo em conta que, (i) os proveitos recuperados (187 299 milhares de euros²⁷) durante o ano de 2010 pela EEM, são inferiores aos previstos (188 533 milhares de euros) em cerca de 0,65% e que (ii) os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2010 (195 550 milhares de euros) são cerca de 4% superiores aos das Tarifas 2010, o desvio de 2010 atinge os -8,3 milhões de euros.

O ajustamento a devolver pela EEM em 2012 relativamente ao ano de 2010 atualizado para 2012 aplicando-se as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2010, acrescida de um *spread* de 1,25 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados

²⁷ 187 299 = 116 712 + 67 151 + 2 609 + (-1 204) - (-2.031).

entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2011, acrescida de spread de 2,5 p.p., será de -11,3²⁸ milhões de euros.

²⁸ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Ajustamentos referentes a 2010 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-16 - Proveitos permitidos em 2010 e ajustamento em 2012

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2009 (Tarifas 2010)	Proveitos recuperados em 2010 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2011	Convergência Tarifária de 2010	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 2012	Reposição do desvio de quantidades	Reposição do desvio de quantidades, atualizado para 2012	Ajustamento a repercutir em 2012, corrigido do desvio de quantidades
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6) - (7)	(9) = (8) * (1+i+spread)/(1+i+spread)	(10)	(11) = (10) * (1+i+spread)/(1+i+spread)	(12) = (9) - (11)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	140 335	81 748	148 786	53 915	1 985	-1 204	-2 031	-10 311	-11 057	0	0	-11 057
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	43 144	32 277	41 723	11 020	557			2 131	2 285	2 277	2 442	-157
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 054	2 687	5 041	2 216	67			-71	-76	0	0	-76
Proveitos permitidos à EEM	188 533	116 712	195 550	67 151	2 609	-1 204	-2 031	-8 251	-8 848	2 277	2 442	-11 290

5 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011, NO CONTINENTE

5.1 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

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

- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Agente Comercial.
- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Comercializador de Último Recurso.

Os ajustamentos referentes a 2011 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2012, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2013.

5.2 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL

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

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 otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica não cessados. Neste sentido, a ERSE publicou dois mecanismos de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂. Estes mecanismos entraram em vigor em 2008.

O desvio provisório de 2011 a repercutir em 2012 é de 14 214²⁹ milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2011, acrescida de 2,0 pontos percentuais.

²⁹ Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

O Quadro 5-1 apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 5-1 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2011

		Unidade: 10 ³ EUR
		2011
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	299 839
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	187 148
3	Ajustamento $t-1$	-63 945
4	Ajustamento $t-2$	-32 026
5	Incentivos CAE e CO _{2,t-1}	3 053
A	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC [(1)-[(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]]	13 666
i_{2011}^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2011 + spread	4,007%
B	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para 2011	14 214

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2011 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica 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 2011 pela ERSE, com base em dados verificados até outubro de 2011, comparando-os com os valores estimados pela REN Trading e com os valores previstos o ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2011.

Quadro 5-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2011

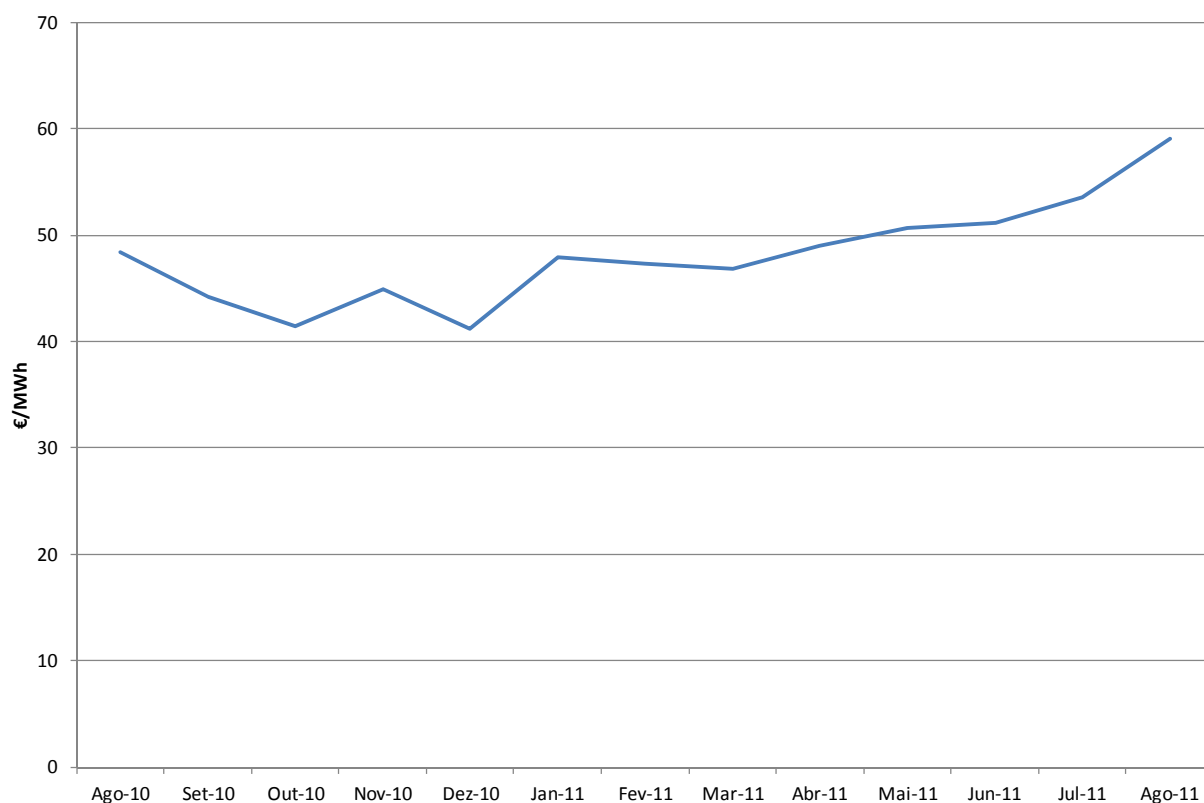
Unidade: 10³ EUR

		2011 Tarifas 2011	2011 Proposta REN Trading Junho 2011	2011 Tarifas 2012	[(3)-(1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
		(1)	(2)	(3)		
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	119 138	114 596	121 485	2,0%	6,0%
(1b)	Turbogás	108 574	113 722	110 714	2,0%	-2,6%
(1)=(1a)+(1b)	Total	227 712	228 318	232 199	2,0%	1,7%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	102 062	67 799	99 731	-2,3%	47,1%
(2b)	Turbogás	239 707	282 028	270 635	12,9%	-4,0%
(2)=(2a)+(2b)	Total	341 769	349 827	370 367	8,4%	5,9%
Licenças de CO2						
(3a)	Tejo Energia	-1 427	-18 242	-8 317	483,0%	-54,4%
(3b)	Turbogás	6 892	7 977	6 400	-7,1%	-19,8%
(3)=(3a)+(3b)	Total	5 466	-10 265	-1 917	-135,1%	-81,3%
Receitas sem serviços de sistema						
(4a)	Tejo Energia	149 630	90 104	134 108	-10,4%	48,8%
(4b)	Turbogás	221 518	241 405	264 348	19,3%	9,5%
(4)=(4a)+(4b)	Total	371 148	331 509	398 456	7,4%	20,2%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(5a)	Tejo Energia	1 500	9 111	9 111	-	-
(5b)	Turbogás	0	5 933	5 933	-	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	1 500	15 044	15 044	-	-
Saldo VPP						
(6a)	Tejo Energia	0	-3 257	0	-	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	-3 257	0	-	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	68 643	61 681	69 681	1,5%	13,0%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	133 655	156 390	117 468	-12,1%	-24,9%
(7)=(7a)+(7b)	Total	202 299	218 071	187 148	-7,5%	-14,2%

Fonte: REN Trading, ERSE

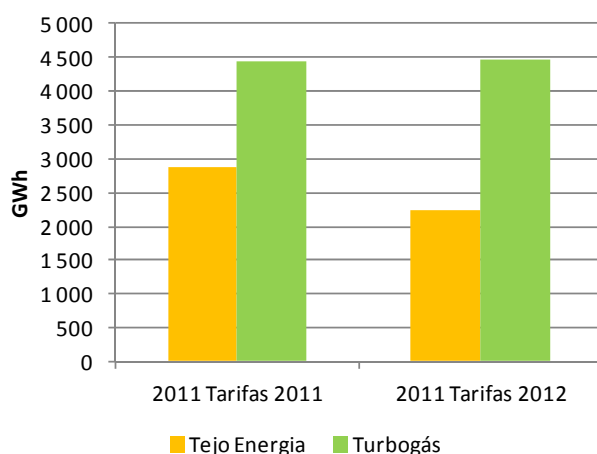
Observa-se que os custos (encargos de energia, encargos de potência e custos com licenças de emissão de CO₂) estimados pela ERSE para 2011 são superiores aos valores considerados nas tarifas de 2011, sendo esta tendência mais evidente no caso dos encargos de energia. Com efeito oposto para o sobrecusto, o valor das receitas é superior ao valor implícito em tarifas de 2011. Esse desvio reflete, por um lado, o facto do preço da energia elétrica em 2011 no mercado ser, muito provavelmente, superior ao previsto nas tarifas para esse ano, em particular devido ao aumento verificado a partir de março de 2011 e, por outro lado, reflete os maiores ganhos obtidos com serviços de sistema.

O maior valor das receitas face ao previsto mais do que compensou o maior valor dos custos, resultando numa redução do sobrecusto CAE nas tarifas de 2012 relativamente ao previsto em tarifas de 2011, de cerca de 15,2 milhões de euros, correspondente a -7,5%.

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

Fonte: OMEL

O aumento das receitas estimadas decorre em parte da evolução do preço de energia elétrica em mercado, tendo em conta que no conjunto das vendas das duas centrais, a produção de energia elétrica deverá ser ligeiramente inferior à implícita em Tarifas de 2011, como se pode observar na figura que se segue.

Figura 5-2 - Quantidades produzidas previstas e ocorridas

Assim, o aumento das receitas unitárias permitiu compensar o aumento dos custos de produção.

Quadro 5-3 - Pressupostos considerados

		2011 Tarifas 2011	2011 Tarifas 2012
Tejo Energia	Preço mercado	46,6	51,7
	Receita unitária	€ /MWh 52,4	64,3
	Custo variável com CO ₂	30,9	41,1
Turbogás	Preço mercado	46,6	51,7
	Receita unitária	€ /MWh 50,0	60,6
	Custo variável com CO ₂	56,4	62,1

Nota: Em tarifas 2011, por uma questão de simplificação igualaram-se as previsões para o preço de mercado em Portugal e para o preço base de aquisição de energia pelo CUR. Para tarifas 2012, tanto para 2011 como para 2012, diferenciou-se este dois valores. Custo variável com CO₂, corresponde ao custo variável com o efeito de compra ou venda de licenças de emissão de CO₂

Fonte: REN Trading, ERSE

5.2.2 MECANISMOS DE GESTÃO DOS CAE

A ERSE aceitou a estimativa da REN Trading para o mecanismo de gestão das licenças de CO₂, de cerca de 430 milhares de euros. Relativamente ao mecanismo de gestão ótima dos CAE foi utilizada a estimativa da ERSE. Estas estimativas serão ajustadas aquando da definição das tarifas para 2013.

5.3 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA 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 publicado pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de dezembro, o diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2011 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 2011 a repercutir em 2012 é de -108 034 milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 janeiro a 15 de novembro de 2011, acrescida de 2%. O desvio do diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da conjunção de dois fatores: aumento do preço de mercado relativamente ao inicialmente previsto e aumento das quantidades da PRE.

O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

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

Unidade: 10³ EUR

		2011
A	Diferencial da PRE ^{FER} a recuperar em 2011	570 400
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) - (3)]	592 469
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	531 365
a	Custo de aquisição	1 168 113
b	Quantidades	12 283
c	Preço de mercado	51,84
2	Ajustamento t-1	-96 110
3	Ajustamento t-2	35 007
C	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2011 (A) - (B)	-22 068
D	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2011 atualizado para 2012 = (C) x (1 + i ₂₀₁₁ ^E)	-22 953
E	Diferencial da PRE ^{FENR} a recuperar em 2011	462 835
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(4) - (5) - (6) + (7)]	544 638
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	405 631
d	Custo de aquisição	746 130
e	Quantidades	6 568
f	Preço de mercado	51,84
5	Ajustamento t-1	-205 722
6	Ajustamento t-2	-114 091
7	Cogeração FER	-180 806
G	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2011 (E) + (F)	-81 804
H	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2011 atualizado para 2012 = (G) x (1 + i ₂₀₁₁ ^E)	-85 081
I	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2011 a repercutir nos proveitos permitidos de 2012 [(D) + (H)]	-108 034
i ₂₀₁₁ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011 acrescida de 2 pontos percentuais	4,007%

AJUSTAMENTO DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde 1 de julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire energia elétrica 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 efetuadas 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 2012, 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 2012
	2009	2010	2011
+ Energia comprada nos mercados organizados	24 860	16 045	8 620
+ CESUR	1 828	0	0
+ Produção em regime especial	14 386	17 983	18 851
- Perdas na rede de Distribuição	2 826	2 939	2 540
(perdas/fornecimentos)	7,79%	9,94%	10,45%
- Perdas na rede de Transporte	622	507	376
(perdas/fornecimentos)	1,7%	1,7%	1,5%
Total das aquisições	41 073	34 028	27 471

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 elétrica do CUR para 2011, encontram-se no capítulo 2.2 do documento de "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2012".

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	8 620	52,85	455 525
PRE	18 851	51,81	976 633
Total	27 471	52,13	1 432 158
Serviços do Sistema	27 471	0,70	19 229

O desvio de 2010 a repercutir em 2011 é de -158 579 milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 janeiro a 15 de novembro de 2011, acrescida de dois pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 5-7 - Cálculo do ajustamento da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica em 2011

		Unidade 10 ³ EUR
		2011
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	1 451 387
+	Custo com a aquisição de energia elétrica através de contratos bilaterais	
+	Custo com a aquisição de energia elétrica nos mercados organizados	455 525
+	Custo com a aquisição de energia elétrica através de leilões	
+	Outros custos	19 229
+	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	976 633
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano <i>t</i>	12 783
-	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	1 464 170
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais	1 311 700
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2011	-152 470
E	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2012	-158 579
<i>i</i> ₂₀₁₁ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2011 acrescida de 2 pontos percentuais	4,007%

6 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2010 com os valores previstos em 2009 para fixação das tarifas de 2010 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 52 408 GWh, situando-se 6,8% acima do valor previsto, motivado pela recuperação não prevista na economia nacional ocorrida em 2010.
- O valor real dos fornecimentos totais a clientes atingiu 47 836 GWh, o que significa um acréscimo de 6,0% face à previsão.
- Os clientes em mercado livre consumiram 17 255 GWh, substancialmente acima (27,4%) do valor previsto. Em contrapartida os fornecimentos do CUR decresceram 3,2% em relação à previsão.
- A taxa de perdas³⁰ nas redes de distribuição ficou acima do valor de referência em cerca de 0,25 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	2010 (real)	Tarifas 2010			Proposta REN para Tarifas 2010		
		GWh	2010 (real - previsto)		GWh	2010 (real - previsto)	
	GWh		GWh	%		GWh	GWh
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA	52 408	49 088	3 320	6,8%	49 750	2 658	5,3%
(Variação média anual)	5,1%	-0,1%			0,5%		
- Perdas na rede de Transporte	781	489	292		496	285	
(perdas/emissão)	1,5%	1,0%			1,0%		
- Compensação síncrona	0	0	0		0	0	
- Consumos Próprios	12	11	1		11	1	
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SENV	0	0	0		0	0	
- PRE não facturada mas incluída no consumo	0	0	0		0	0	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	51 614	48 588	3 026	6,2%	49 243	2 371	4,8%
	4,6%	0,0%			0,5%		

Fonte: ERSE, REN e EDP Distribuição

³⁰ Taxa de perdas = Perdas / Fornecimentos de energia elétrica x 100

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

RUBRICAS	2010 (real)	Tarifas 2010			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2010		
		GWh	2010 (real - previsto)		GWh	2010 (real - previsto)	
	GWh		GWh	%		GWh	GWh
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	51 614	48 588	3 026	6,2%	48 146	3 468	7,2%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 778 8,16%	3 442 7,9%	336	9,8%	3 466 8,0%	312	9,0%
- Consumos Próprios		0	0		0	0	
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	47 836	45 146	2 690	6,0%	44 680	3 156	7,1%
Clientes do comercializador de último recurso	30 581	31 602	-1 021	-3,2%	37 014	-6 433	-17,4%
MAT	1 012	1 478	-466	-31,5%	1 577	-565	-35,8%
AT	2 095	3 031	-937	-30,9%	5 342	-3 247	-60,8%
MT	4 795	5 563	-768	-13,8%	8 616	-3 821	-44,3%
BT	22 679	21 530	1 149	5,3%	21 480	1 200	5,6%
Clientes no mercado	17 255	13 544	3 711	27,4%	7 666	9 589	125,1%
MAT	512	100	412	414,5%	0	512	
AT	4 387	2 579	1 808	70,1%	0	4 387	
MT	9 731	8 676	1 055	12,2%	5 600	4 131	73,8%
BT	2 626	2 190	436	19,9%	2 066	560	27,1%

Fonte: ERSE e EDP Distribuição

6.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2010 com os valores previstos em 2009 para fixação das tarifas de 2010 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 831,4 GWh situando-se 1,2% abaixo do previsto em tarifas de 2010.
- A produção das centrais da EDA atingiu os 610,8 GWh, correspondendo a um decréscimo de 0,5% relativamente a 2009.
- As aquisições a produtores do SIA registaram, em 2010, um desvio positivo de 12,9 GWh, relativamente ao previsto para tarifas.
- Os fornecimentos no Mercado Regulado atingiram 776,95 GWh, o que significa que o desvio relativamente ao previsto foi na ordem dos -1,1%. Por nível de tensão verificou-se um desvio em MT na ordem dos -1,5% (-4,4 GWh) e em BT na ordem de -0,8% (-4,1GWh) relativamente ao previsto. Entre 2009 e 2010, o nível de fornecimentos cresceu 2,9%.
- A taxa de perdas³¹ foi inferior ao valor previsto, em 0,02 pontos percentuais.

³¹ Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos x 100

Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2009 (real)	2010 (real)	Tarifas 2010 = Proposta EDA		
			MWh	2010 (real - previsto)	
	MWh	MWh		MWh	MWh
Produção					
Centrais da EDA	613 608	610 805	633 856	-23 051	-3,6%
Consumo e perdas nas centrais	18 209	18 381	18 845	-465	-2,5%
Emissão própria	595 398	592 425	615 011	-22 586	-3,7%
Outros produtores do SPA	0	0	0	0	
Microgeração		47			
Produtores do SIA	215 468	238 912	226 019	12 893	5,7%
Consumo referido à emissão	810 866	831 383	841 030	-9 693	-1,2%
Consumos próprios	1 920	1 689	2 058	-369	
Fornecimentos	754 828	776 952	785 516	-8 564	-1,1%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	754 828	776 952	785 516	-8 564	-1,1%
MT	281 867	287 772	292 210	-4 438	-1,5%
BT	472 961	489 181	493 306	-4 125	-0,8%
Energia saída da rede	756 747	778 642	787 574	-8 932	-1,1%
Perdas na rede	54 118	52 742	53 456	-761	-1,4%
Taxa de perdas ^[1]	7,17%	6,79%	6,81%		-0,02 p.p.

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

Fonte: EDA

6.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-4 é apresentado o balanço de energia elétrica da EEM. São analisados os valores verificados em 2009 e em 2010 e os valores aceites nas tarifas para 2010. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Em 2010, a energia entrada na rede (946,4 GWh) apresenta um decréscimo de 1,6% face ao valor de 2009. Acentuou-se a tendência verificada no ano de 2009, no que respeita à alteração da estrutura de produção: um forte acréscimo dos produtores não vinculados (+47,3%) em detrimento da produção das centrais da EEM (-8,7%). A produção por recurso aos outros produtores do sistema público da RAM registou um aumento de cerca de 3,3%.
- O consumo referido à emissão registou um ligeiro decréscimo (1,6%) entre 2009 e 2010.
- Entre 2009 e 2010, assistiu-se a um decréscimo nos fornecimentos no mercado regulado (-13,4 GWh), em sequência de decréscimos dos fornecimentos em AT/MT (-8,3 GWh), bem como dos fornecimentos em BT (-5,1 GWh).
- O fornecimento de energia elétrica no mercado regulado, em 2010, atingiu 864 GWh, traduzindo-se num decréscimo de 34,5 GWh (-3,8%) face aos valores aceites nas tarifas de 2010. Para esta evolução contribuiu o peso dos fornecimentos em AT/MT, bem como em BT, no total dos fornecimentos, ao apresentarem quebras na ordem dos 5% e 4%, respetivamente, face ao valor aceite para cálculo das tarifas para 2010.
- Em 2010, as perdas na rede apresentam o valor de 81,1 GWh, traduzindo-se num decréscimo da taxa de perdas em 0,04 pontos percentuais relativamente à taxa verificada em 2009.

Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2009 (real)	2010 (real)	$\Delta\%$ 2010/2009	Previsto em 2009 para Tarifas 2010	2010 (real - previsto)	
	MWh	MWh	%	MWh	MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	711 094	649 514	-8,7%	692 976	-43 462	-6,3%
Consumo e perdas nas centrais	17 586	15 136	-13,9%	17 378	-2 243	-12,9%
Emissão própria	693 508	634 378	-8,5%	675 598	-41 219	-6,1%
Outros produtores do SPM	188 602	194 854	3,3%	192 000	2 854	1,5%
Produtores do SIM	79 535	117 194	47,3%	117 700	-506	-0,4%
Total da energia entrada na rede	961 645	946 426	-1,6%	985 298	-38 872	-3,9%
Bombagem	1 051	863	-17,9%	1 000	-137	-13,7%
Consumo referido à emissão	960 593	945 562	-1,6%	984 298	-38 736	
Consumos próprios	954	974	2,1%	962	13	1,3%
Compensação síncrona	0	0				
Fornecimentos	876 923	863 508	-1,5%	897 983	-34 475	-3,8%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0		0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	876 923	863 508	-1,5%	897 983	-34 475	-3,8%
AT/MT	190 870	182 533	-4,4%	192 351	-9 818	-5,1%
BT	686 053	680 975	-0,7%	705 631	-24 656	-3,5%
Energia saída da rede	877 877	864 482	-1,5%	898 944	-34 462	-3,8%
Perdas nas redes	82 716	81 080	-2,0%	85 354	-4 273	-5,0%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	9,43%	9,4%	0,04 p.p.	9,5%		-0,12 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 atividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2010.

A REN Trading enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2010.

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

Quadro 7-1 - Balanço da REN Trading, S.A. em 2010

ACTIVO	Notas	(Montantes expressos em euros)	
		2010	2009
ACTIVO NÃO CORRENTE:			
Activos fixos tangíveis	5.3	48 919	56 974
Outras contas a receber	5.7	44 685 225	19 161 033
Total do activo não corrente		44 734 144	19 218 007
ACTIVO CORRENTE:			
Inventários	5.5	1 383 753	249 770
Clientes		23 098 033	11 291 666
Estado e outros entes públicos		3 935 560	6 896 939
Accionistas		-	33 869 614
Outras contas a receber	5.7	99 231 321	125 085 294
Diferimentos	5.7	12 947	18 466
Caixa e depósitos bancários		1 033 169	4 945 702
Total do activo corrente		128 694 782	182 357 451
Total do activo		173 428 927	201 575 458
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
CAPITAL PRÓPRIO:			
Capital realizado	5.8	50 000	50 000
Reserva legal		19 187	19 187
Resultados transitados		316 323	281 565
Resultado líquido do período		(2 035 606)	695 164
Total do capital próprio		(1 650 096)	1 045 916
PASSIVO:			
PASSIVO NÃO CORRENTE:			
Financiamento obtidos		19 730	29 226
Passivos por impostos diferidos	5.4	21 981 246	30 997 361
Total do passivo não corrente		22 000 976	31 026 587
PASSIVO CORRENTE:			
Fornecedores		10 155 091	3 049 992
Estado e outros entes públicos		27 052	1 204 556
Accionistas		68 675 501	105 480 000
Financiamentos obtidos		9 497	9 337
Outras contas a pagar	5.7	72 589 811	57 389 322
Diferimentos	5.7	1 621 093	2 369 747
Total do passivo corrente		153 078 046	169 502 955
Total do passivo		175 079 022	200 529 541
Total do capital próprio e do passivo		173 428 927	201 575 458

Fonte: REN Trading

Quadro 7-2 - Demonstração de Resultados da REN Trading, S.A., em 2010

(Montantes expressos em euros)

RENDIMENTOS E GASTOS	Notas	2010	2009
Vendas e serviços prestados	5.9	584 199 886	771 881 822
Custos das mercadorias vendidas e das matérias consumidas	5.6	(577 354 513)	(768 625 149)
Fornecimentos e serviços externos	5.11	(663 485)	(602 576)
Gastos com o pessoal	5.12	(647 847)	(790 805)
Outros rendimentos e ganhos		50 319	37 549
Outros gastos e perdas		(21 485)	(96 210)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamentos e impostos		5 562 875	1 804 630
Gastos/reversões de depreciação	5.13	(12 480)	(2 715)
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos)		5 550 394	1 801 915
Juros e rendimentos similares obtidos		6 268	185 726
Juros e gastos similares suportados		(1 612 202)	(1 039 618)
Resultado antes de impostos		3 944 460	948 023
Imposto sobre o rendimento do período	5.4	(5 980 065)	(252 858)
Resultado líquido do período		(2 035 606)	695 164

Fonte: REN Trading

7.2 REN

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário, a REN enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das atividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2010.

A REN enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2010.

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

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-3 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2010

ACTIVO	Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
	2010	2009	2010	2009
	(Montantes expressos em euros)			
ACTIVO NÃO CORRENTE:				
Activos intangíveis	389 654 554	405 091 395	2 077 889 208	1 888 759 381
Activos por impostos diferidos	26 830 719	8 527 202	19 410 989	12 850 857
Outras contas a receber	5 307 170	6 857 100	53 380	1 105 637
Total do activo não corrente	421 792 443	420 475 698	2 097 353 577	1 902 715 875
ACTIVO CORRENTE:				
Inventários	114 864	114 864	1 093 192	988 519
Clientes	73 138 725	58 588 752	6 441 176	(206 800)
Estados e outros entes públicos	(3 742 329)	(13 204 101)	5 270 696	23 093 335
Benefícios pós-emprego	9 123 785	9 288 988	21 615 859	22 380 972
Outras contas a receber	62 827 041	141 121 080	7 919 356	15 577 636
Diferimentos	309 422	192 156	701 360	599 144
Caixa e depósitos bancários	113 582	144 603	237 072	(149 452)
Total do activo corrente	141 885 090	196 246 343	43 278 713	62 283 353
Total do activo	563 677 533	616 722 040	2 140 632 289	1 964 999 229
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
CAPITAL PRÓPRIO:				
Capital realizado	268 676 944	268 676 944	310 454 184	310 454 184
Reserva legal	1 822 145	1 340 939	6 729 085	4 194 028
Outras resevas	(497 038)	-	(2 379 609)	-
Resultados transitados	-	-	(9 071)	-
Resultado líquido do período	(4 252 161)	3 987 360	71 683 117	51 659 661
Total do capital próprio	265 749 890	274 005 242	386 477 706	366 307 873
PASSIVO:				
PASSIVO NÃO CORRENTE:				
Provisões	50 032	50 000	4 561 435	4 257 105
Financiamentos obtidos	74 509 850	291 602 789	960 768 894	658 160 548
Outras contas a pagar	90 502 191	9 318 190	29 236 681	22 660 810
Benefícios pós-emprego	8 454 482	8 214 419	21 346 594	20 299 222
Diferimentos	1 037 799	186 535	217 660 060	218 970 636
Subsídios ao investimento	1 037 799	186 535	217 660 060	218 970 636
Passivos por impostos diferidos	32 375 290	40 567 359	10 425 557	8 753 038
Total do passivo não corrente	206 929 644	349 939 292	1 243 999 222	933 101 360
PASSIVO CORRENTE:				
Fornecedores	41 225 884	16 405 561	10 292 250	13 758 642
Estado e outros entes públicos	177 900	302 396	607 124	536 524
Accionistas	35 809 771	(124 230 447)	192 156 075	422 796 425
Financiamentos obtidos	(82 299 124)	(47 207 763)	119 106 762	90 875 150
Outras contas a pagar	66 187 872	125 616 925	178 015 233	122 205 437
Diferimentos	29 895 696	21 890 835	9 977 916	15 417 817
Subsídios ao investimento	55 187	33 458	9 917 307	8 458 229
PPEC	28 296 512	20 273 671	-	-
Rendas de congestionamento das interligações	-	-	-	6 654 454
Gestão dos PPDA	119 656	92 249	-	-
Outros	1 424 340	1 491 457	60 610	305 134
Total do passivo corrente	90 997 999	(7 222 494)	510 155 361	665 589 996
Total do passivo	297 927 643	342 716 799	1 754 154 583	1 598 691 356
Total do capital próprio e do passivo	563 677 533	616 722 040	2 140 632 289	1 964 999 229

Fonte: REN

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2010

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
	2010	2009	2010	2009
Vendas e prestações de serviços	474 279 948	273 141 670	261 209 448	232 306 574
Tarifas de venda de energia eléctrica	576 889 114	315 639 974	269 164 042	231 673 449
Plano Promoção Eficiência no Consumo	(11 208 000)	(10 873 000)		
Gestão do PPDA	(63 000)	(101 000)		
Desvios de anos anteriores (exclui juros)	(26 626 462)	(37 346 000)	19 820 249	6 899 000
Rendas de congestionamento	-	-	-	-
RCI - Recebidas				
RCI - Compensação				
Desvio do ano	(64 891 798)	4 877 411	(29 236 681)	(8 090 836)
Prestação de serviços secundários	180 095	944 285	1 461 838	1 824 961
Desvio de linhas a pedido de terceiros	-	-	1 154 819	1 478 510
Outras prestações de serviços	180 095	944 285	307 019	346 451
Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas	(267 198 264)	(124 780 244)	(47 749)	(777 227)
Sobrecusto da CVEEAC	(248 062 000)	(89 095 917)		
IntERRUPTIBILIDADE	(19 136 263)	(34 155 746)		
Consumos de materiais	-	-	(47 748)	(401 033)
Tarifa transfronteiriça			(0)	(376 195)
ITC			(3 204 428)	(5 894 081)
RCI - Compensação			3 204 428	5 517 886
Serviços de sistema	(0)	(1 528 582)		
Custos com redespacho (v. líquido)	25 294	(3)		
Custos com serviços de sistema Tunes	(1 788 452)	(1 528 579)		
RCI - Compensação	1 763 158	-		
Gastos de construção em activos concessionados	1 122 661	1 016 725	20 828 401	20 666 939
Trabalhos para a própria empresa	1 122 661	1 016 725	20 828 401	20 666 939
Consumo de inventários				
Encargos de gestão e de estrutura	1 070 100	1 005 388	11 663 350	13 513 330
Gastos com empréstimos	52 562	11 338	9 165 052	7 153 609
Fornecimentos e serviços externos	(11 134 830)	(11 941 145)	(37 584 025)	(40 840 968)
Gastos com o pessoal	(6 199 842)	(6 155 845)	(22 730 187)	(24 804 268)
Imparidade de dívidas a receber (perdas / reversões)	294	779	1 109	3 429
Provisões (aumentos / reduções)	(32)	-	(304 330)	1 157 899
Outros rendimentos e ganhos	2 629 673	2 175 653	16 325 409	12 966 887
Outros gastos e perdas	(161 683 016)	(94 698 195)	(1 634 180)	(3 115 513)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamento e impostos	31 816 592	38 759 399	236 063 896	197 563 753
Gastos / reversões de amortização	(22 757 996)	(22 535 506)	(96 422 409)	(87 977 153)
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos)	9 058 596	16 223 893	139 641 487	109 586 600
Juros e rendimentos similares obtidos	651	5 059	2 235	21 663
Rendimentos de imóveis	31 179	16 270	115 602	71 799
Juros e gastos similares suportados	(9 940 652)	(8 474 921)	(45 819 955)	(39 920 233)
Resultado antes de impostos	(850 225)	7 770 301	93 939 369	69 759 829
Imposto sobre o rendimento do período	(3 401 936)	(3 782 941)	(22 256 252)	(18 100 168)
Resultado líquido do período	(4 252 161)	3 987 360	71 683 117	51 659 661

Fonte: REN

7.3 EDP DISTRIBUIÇÃO

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário, a EDP Distribuição enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das atividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2010.

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

Quadro 7-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2010

Unidade: milhares de euros

Rubricas	2009	2010
Activo		
Activos fixos tangíveis ⁽¹⁾	113 523	103 018
Activos fixos intangíveis ⁽²⁾	2 393 913	2 366 150
Investimentos financeiros em empresas filiais	105 100	105 200
Activos financeiros disponíveis para venda	20	19
Activos por impostos diferidos	373 767	422 993
Clientes	82 580	82 698
Devedores e outros activos	232 179	272 276
Total dos Activos Não Correntes	3 301 082	3 352 354
Inventários	18 377	17 370
Clientes	358 930	634 419
Devedores e outros activos	198 359	172 294
Impostos a receber	6 736	5 752
Caixa e equivalentes de caixa	880	788
Total dos Activos Correntes	583 282	830 623
Total do Activo	3 884 364	4 182 977
Capitais Próprios		
Capital Social	1 024 500	200 000
Prestações suplementares	95 000	95 000
Reservas e resultados acumulados	(739 319)	63 974
Resultado líquido do exercício	211 960	242 384
Dividendos antecipados	(41 000)	(115 000)
Total dos Capitais Próprios	551 141	486 358
Passivo		
Dívida financeira	628 125	1 428 272
Benefícios aos empregados	1 343 872	1 332 615
Provisões para riscos e encargos	57 181	56 967
Passivos por impostos diferidos	61 466	33 822
Credores e outros passivos	20 995	64 650
Total dos Passivos Não Correntes	2 111 639	2 916 326
Credores e outros passivos	1 208 127	767 605
Impostos a pagar	13 457	12 688
Total dos Passivos Correntes	1 221 584	780 293
Total do Passivo	3 333 223	3 696 619
Total dos Capitais Próprios e Passivo	3 884 364	4 182 977

Notas:

[1] - Inclui 161 milhares de euros de atividades não reguladas em 2009 e 2010.

[2] - Inclui 15 465 e 14 277 milhares de euros de atividades não reguladas em 2009 e 2010.

Fonte: EDP Distribuição

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-6 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2010

Unidade: milhares de euros

Rubricas	DEE		CVAT		Total Regulado	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
Volume de Negócios	1 222 614	1 334 960	455 540	2 098 558	1 678 154	3 433 518
Desvio tarifário do ano	15 670	(48 434)	(33 746)	(13 123)	(18 076)	(61 557)
Regularização desvio tarifário anos anteriores	(5 742)	(57 954)	29 189	(59 729)	23 447	(117 683)
Custos com Aquisição de Electricidade	0	0	(449 646)	(2 022 650)	(449 646)	(2 022 650)
Variação nos inventários e custo das matérias primas e consumíveis	(12 089)	(6 833)	0	0	(12 089)	(6 833)
MARGEM BRUTA	1 220 453	1 221 739	1 337	3 056	1 221 790	1 224 795
Outros Proveitos / (Custos) de Exploração	(657 835)	(670 397)	0	0	(657 835)	(670 397)
Outros Proveitos de Exploração	38 787	39 587	0	0	38 787	39 587
Fornecimentos e Serviços Externos ⁽¹⁾	(224 474)	(228 595)	0	0	(224 474)	(228 595)
Custos com Pessoal	(132 883)	(126 613)	0	0	(132 883)	(126 613)
Custos com Benefícios aos Empregados	(89 535)	(102 298)	0	0	(89 535)	(102 298)
Outros Custos de Exploração ⁽²⁾	(249 730)	(252 478)	0	0	(249 730)	(252 478)
EBITDA ⁽³⁾	562 618	551 342	1 337	3 056	563 955	554 398
Provisões do Exercício	(6 056)	(4 594)	0	0	(6 056)	(4 594)
Amortizações do Exercício líquidas de Compensação de Amortizações	(239 008)	(240 895)	0	0	(239 008)	(240 895)
EBIT ⁽⁴⁾	317 554	305 853	1 337	3 056	318 891	308 909

[1] – Inclui 1.912 e 1.144 m€ relacionados com os PPEC em 2009 e 2010, respetivamente, com dedução dos subsídios exploração de 1.841 e 874 m€, também respetivamente.

[2] – Inclui 210 e 41 m€ relacionados com os PPEC em 2009 e 2010, respetivamente, compensados pelos subsídios exploração de 60 e 38 m€, também respetivamente.

[3] – O EBITDA representa o resultado líquido do exercício expurgado dos impostos sobre os lucros, dos resultados financeiros, de provisões do exercício e das amortizações do exercício.

[4] - O EBIT representa o resultado líquido do exercício expurgado dos impostos sobre os lucros e dos resultados financeiros.

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 atividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2010.

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

Quadro 7-7 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2010

Unidade: milhares de euros

Rubricas	2010	2009
Ativo		
Ativos fixos tangíveis	519	438
Ativos por impostos diferidos	43 093	305 812
Devedores e outros ativos	30 026	76 827
Total de Ativos Não Correntes	73 638	383 077
Clientes	544 814	544 446
Devedores e outros ativos	733 249	1 289 021
Impostos a receber	94 693	43 423
Caixa e equivalentes de caixa	57	40
Total de Ativos Correntes	1 372 813	1 876 930
Total do Ativo	1 446 451	2 260 007
Capitais Próprios		
Capital	10 100	10 100
Prestações suplementares	95 000	95 000
Reservas e resultados acumulados	-72 127	-88 659
Resultado líquido do exercício	931	16 532
Total dos Capitais Próprios	33 904	32 973
Passivo		
Benefícios aos empregados	145	134
Provisões para riscos e encargos	5 593	5 384
Passivos por impostos diferidos	107 027	137 512
Credores e outros passivos	96	96 560
Total dos Passivos Não Correntes	112 861	239 590
Credores e outros passivos	1 299 621	1 987 233
Impostos a pagar	65	211
Total dos Passivos Correntes	1 299 686	1 987 444
Total do Passivo	1 412 547	2 227 034
Total dos Capitais Próprios e Passivo	1 446 451	2 260 007

Fonte: EDP Serviço Universal

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-8 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2010

Unidade: milhares de euros

Rubricas	C		CVEE		CVATD		Total Regulado	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Volume de Negócios	113 517	115 821	1 741 409	2 948 752	2 241 214	1 393 765	4 096 140	4 458 339
Custos com Aquisição de Eletricidade			-1 728 799	-2 930 977	-2 241 214	-1 393 765	-3 970 014	-4 324 742
MARGEM BRUTA	113 517	115 821	12 610	17 776			126 127	133 597
Outros Proveitos / (Custos) de Exploração	-107 794	-121 332	-12 987	-12 171			-120 781	-133 503
Outros Proveitos de Exploração	17 328	9 634	8	2			17 336	9 636
Fornecimentos e Serviços Externos	-92 800	-103 094	-11 409	-11 272			-104 209	-114 365
Custos com Pessoal	-510	-712	-1 272	-778			-1 781	-1 490
Custos com Benefícios aos Empregados	-27	-16	-67	-17			-95	-32
Outros Custos de Exploração	-31 785	-27 145	-247	-106			-32 033	-27 252
EBITDA	5 723	-5 511	-378	5 605			5 345	94
Provisões do Exercício	-210	-796		0			-210	-796
Amortizações do Exercício	-11	-8	-79	-10			-90	-17
EBIT	5 503	-6 315	-457	5 595			5 046	-720

Fonte: EDP Serviço Universal

7.5 EDA

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário, a EDA enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das atividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2010.

No quadro seguinte apresentam-se a Demonstração de Resultados das atividades reguladas da EDA.

Quadro 7-9 - Demonstração de Resultados da EDA em 2010

Rubrica	2010			Total das Atividades Reguladas
	AEEGS	DEE	CEE	
1 Vendas e Serviços Prestados	130 805 604	33 507 811	4 649 783	168 963 199
2 Subsídios à Exploração	1 570	1 863	169 895	173 328
3 Ganhos e Perdas em Subsidiárias, Associadas e Empreendimentos Conjuntos	8 574 482	0	0	8 574 482
4 Variação nos Inventários da Produção	0	0	0	0
5 Trabalhos para a Própria Entidade	1 462 299	8 552 996	23 782	10 039 076
6 Custo das Mercadorias Vendidas e das Matérias Consumidas	87 243 379	5 861 542	4 897	93 109 818
7 Fornecimentos e Serviços Externos	4 276 278	6 136 695	2 782 344	13 195 317
8 Gastos com o Pessoal	11 674 808	11 508 515	2 978 709	26 162 032
9 Imparidade de Inventários (Perdas/Reversões)	8 240	51 301	447	59 989
10 Imparidade de Dívidas a Receber (Perdas/Reversões)	0	0	177 152	177 152
11 Imparidade de investimentos não depreciáveis/amortizáveis (perdas/reversões)	0	0	0	0
12 Provisões (Aumentos/Reduções)	0	0	0	0
13 Aumentos/Reduções de Justo Valor	9 894	0	0	9 894
14 Outros Rendimentos e Ganhos	4 964 556	866 342	609 722	6 440 620
15 Outros Gastos e Perdas	849 331	595 681	15 929	1 460 940
16 Margem Bruta	43 491 941	23 208 172	4 644 886	71 344 999
17 EBITDA - Resultado Antes de Depreciações, Gastos de Financiamento e Impostos	41 746 582	18 775 277	-506 296	60 015 563
18 Gastos/Reversões de Depreciação e de Amortização	12 461 119	8 253 667	374 734	21 089 521
19 Imparidade de Investimentos Depreciáveis/Amortizáveis (Perdas/Reversões)	0	0	0	0
20 EBIT - Resultado Operacional (Antes de Gastos de Financiamento e Impostos)	29 285 463	10 521 610	-881 030	38 926 042
21 Juros e Rendimentos Similares Obtidos	510 828	369 285	14 999	895 112
22 Juros e Gastos Similares Suportados	3 580 148	2 583 453	111 677	6 275 278
23 Resultado Antes de Impostos	26 216 143	8 307 442	-977 709	33 545 876
24 Imposto sobre o rendimento do período	2 448 921	1 029 937	-1 588	3 477 270
25 Resultado Líquido do Período	23 767 222	7 277 504	-976 121	30 068 606

Fonte: EDA

7.6 EEM

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário, a EEM procedeu ao envio de um relatório financeiro sumário das atividades reguladas bem como de diversa informação adicional, referente ao ano de 2010.

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

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-10 - Balanço da EEM em 2010

Unidade: 10³ EUR

ACTIVO	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
ACTIVO NÃO CORRENTE				
Activos fixos tangíveis	384 097 418	207 118 195	174 949 360	2 029 863
Propriedades de investimento	0	-	-	-
Goodwill	0	-	-	-
Activos intangíveis	8 646 055	2 828 501	4 906 295	911 259
Activos biológicos	0	-	-	-
Participações financeiras - Método de equivalência patrimonial	13 014 259	11 834 459	1 088 076	91 724
Participações financeiras - outros métodos	7 729 188	2 336 827	4 699 931	692 430
Clientes	0	-	-	-
Protocolos com Entidades Oficiais	27 840 999	18 291 122	7 419 067	2 130 810
Clientes C/C	0	-	-	-
Accionistas/sócios	0	-	-	-
Outras contas a receber	0	-	-	-
Compensação Tarifária (1998-2002)	7 961 470	5 209 970	2 148 937	602 563
Valor para ajustamento	18 380 509	10 464 024	7 818 440	98 045
Diferimentos	0	-	-	-
Activos por impostos diferidos	12 328 530	4 997 380	6 535 430	795 720
Estado e outros entes públicos - Ajustamento transição	584 570	174 082	357 777	52 710
	480 582 997	263 254 560	209 923 313	7 405 124
ACTIVO CORRENTE				
Inventários	0	-	-	-
Materiais Diversos	9 945 602	5 672 527	4 266 858	6 218
Matérias Primas	6 464 615	6 464 615	-	-
Activos biológicos	0	-	-	-
Clientes	0	-	-	-
Protocolos com Entidades Oficiais	3 766 168	2 465 023	1 015 545	285 600
Clientes C/C	71 625 259	48 864 175	21 767 072	994 012
Adiantamentos a fornecedores	0	-	-	-
Estado e outros entes públicos	1 653 923	764 018	776 925	112 980
Accionistas/sócios	1 113 374	1 113 374	-	-
Outras contas a receber	0	-	-	-
Compensação Tarifária (1998-2002)	9 487 319	6 208 483	2 560 790	718 047
Valor para ajustamento	43 596 671	17 980 020	24 956 255	660 396
Outros	16 892 222	10 366 776	5 650 947	874 499
Diferimentos	121 169	63 446	53 140	4 583
Activos financeiros detidos para negociação	0	-	-	-
Outros activos financeiros	0	-	-	-
Activos não correntes detidos para venda	0	-	-	-
Caixa e depósitos bancários	946 601	495 654	415 145	35 802
	165 612 922	100 458 108	61 462 678	3 692 136
TOTAL DO ACTIVO	646 195 919	363 712 669	271 385 990	11 097 260
PASSIVO E CAPITAIS PRÓPRIOS				
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Cap. Realizado + Reservas + RT + Aj. Activos Fin. + Excedentes de Reval. + Out. Var. Cap. (1)	110 362 283	67 275 150	46 027 965	(2 940 831)
Subsídios ao investimento	7 651 405	-	7 649 430	1 975
Resultado Líquido do Exercício	4 418 499	1 897 284	3 859 675	(1 338 459)
Total do Capital Próprio	122 432 187	69 172 434	57 537 069	(4 277 315)
PASSIVO				
Passivo não corrente				
Provisões	10 290 413	978 796	8 889 924	421 694
Financiamentos obtidos	324 082 149	155 584 144	158 230 808	10 267 197
Responsabilidades por benefícios pós-emprego	26 852 324	8 716 341	15 807 152	2 328 831
Passivos por impostos diferidos	2 879 470	530 431	2 341 393	7 646
Outras contas a pagar	0	-	-	-
Valor para ajustamento	0	-	-	-
Outros	0	-	-	-
Diferimentos	26 156 525	26 156 525	-	-
	390 260 881	191 966 236	185 269 276	13 025 368
Passivo corrente				
Fornecedores	47 502 741	41 637 790	5 270 341	594 610
Adiantamentos de clientes	0	-	-	-
Estado e outros entes públicos	1 340 419	495 623	697 531	147 265
Accionistas/sócios	400 000	-	400 000	-
Financiamentos obtidos	49 834 911	33 505 821	15 318 191	1 010 899
Outras contas a pagar	0	-	-	-
Valor para ajustamento	0	-	-	-
Outros	16 522 195	11 507 426	4 614 851	399 918
Diferimentos	0	-	-	-
Passivos financeiros detidos para negociação	0	-	-	-
Outros passivos financeiros	2 475 247	-	2 278 732	196 515
Passivos não correntes detidos para venda	0	-	-	-
	118 075 512	87 146 660	28 579 645	2 349 207
Total do Passivo	508 336 393	279 112 897	213 848 921	15 374 575
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	630 768 581	348 285 330	271 385 990	11 097 260

Fonte: EEM

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2010 E 2011 A REPERCUTIR EM 2012

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-11 - Demonstração de Resultados da EEM em 2010

Unidade: euros

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	EEM
RENDIMENTOS E GASTOS				
Vendas e serviços prestados				
De energia eléctrica	82 161 866	32 635 098	2 715 382	117 512 347
Compensação Tarifária	23 671 164	11 204 033	1 982 007	36 857 204
Ajustamento	10 353 312	8 584 313	71 744	19 009 369
Materiais diversos	-	-	159 139	159 139
Serviços prestados	-	509 469	101 728	611 197
Subsídios à exploração	78 015	120 903	2 116	201 034
Ganhos/perdas imputados de subsidiárias, assoc. e emp.	968 253	512 802	45 566	1 526 621
Varição nos inventários da produção	-	-	-	-
Trabalhos para a própria entidade	2 245 698	17 029 868	99 792	19 375 357
Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas				
Combustíveis, lubrificantes e outros	(47 040 685)	-	-	(47 040 685)
Compras de Energia Eléctrica	(34 758 121)	-	-	(34 758 121)
Materiais diversos	(3 380 883)	(5 219 522)	(152 084)	(8 752 489)
Fornecimentos e serviços externos	(2 247 395)	(11 338 234)	(1 388 998)	(14 974 628)
Gastos com o pessoal	(10 485 849)	(21 550 716)	(3 175 017)	(35 211 581)
Imparidade de inventários (perdas/reversões)	-	-	-	-
Imparidade de dívidas a receber (perdas/reversões)	(1 069 212)	(474 159)	(44 118)	(1 587 489)
Provisões (aumentos/reduções)	(459 201)	(943 758)	(139 042)	(1 542 000)
Imparidade de investimentos não depreciáveis/amortizáveis (perdas/reversões)	13 683	28 122	4 143	45 948
Aumentos/reduções de justo valor	(1 274 498)	(2 061 499)	(280 274)	(3 616 271)
Outros rendimentos e ganhos	10 151 074	1 162 277	56 369	11 369 720
Outros gastos e perdas	(508 501)	(8 169 210)	(43 821)	(8 721 532)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamento e impostos (A)	28 418 721	22 029 787	14 632	50 463 140
Gastos/reversões de depreciação e de amortização (B)	(18 911 403)	(12 849 375)	(746 170)	(32 506 948)
Imparidade de investimentos depreciáveis/amortizáveis (perdas/reversões) (C)	-	-	-	-
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos) (D) = (A) + (B) + (C)	9 507 318	9 180 412	(731 539)	17 956 192
Juros e rendimentos similares obtidos (E)	918 865	750 485	53 069	1 722 419
Juros e gastos similares suportados (F)	(8 297 721)	(6 418 573)	(539 535)	(15 255 829)
Resultado antes de impostos (G) = (D) + (E) + (F)	2 128 462	3 512 325	(1 218 005)	4 422 782
Imposto sobre o rendimento do período (H)	210 493	347 350	(120 454)	437 389
Resultado líquido do período (I) = (G) + (H)	2 338 956	3 859 675	(1 338 459)	4 860 171

Fonte: EEM

ANEXO
- PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO -

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DA 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, estabelecem 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 respetivos relatórios de progresso.

Estes relatórios devem conter uma breve descrição do progresso efetuado na execução das medidas e uma identificação dos custos suportados pelo promotor no período em causa. Os promotores podem solicitar o ressarcimento das despesas em conjunto com os relatórios de progresso semestrais ou no relatório de progresso semestral final, sendo que uma parte significativa da participação do PPEC só tem sido solicitada no final de implementação das medidas. As despesas apresentadas têm que estar devidamente certificadas por um Revisor Oficial de Contas de acordo com as Normas Técnicas e Diretrizes 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.

Execução orçamental do PPEC 2008 e do PPEC 2009-2010, em outubro de 2011

- PPEC 2008

O PPEC 2008 inclui medidas com 3 anos de implementação, tendo a sua implementação terminado no 1º semestre de 2011. A REN dispunha de 9 563 788 euros, no início do ano de 2010, para efetuar pagamentos relativos ao PPEC 2008, tendo pago aos promotores 2 264 585 euros. Adicionalmente, algumas medidas do PPEC 2008 foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (1 089 105 euros) que ser devolvido aos consumidores.

Deste modo, no final de 2010 a REN dispunha de 6 210 098 euros para efetuar pagamentos em 2011, sendo necessário devolver aos consumidores 128 176 euros relativos a juros sobre este valor.

No quadro seguinte sintetizam-se os valores a devolver aos consumidores no âmbito do PPEC 2008.

A ERSE encontra-se a elaborar o relatório de execução final do PPEC 2008, que contém um balanço global da implementação das medidas do PPEC 2008, mostrando claramente que os benefícios superam em muito os custos, procurando assim uma maior projeção e conhecimento dos consumidores sobre os benefícios desta iniciativa.

- PPEC 2009-2010

Devido ao diferimento de 4 meses introduzido na implementação do PPEC 2009-2010, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efetuados em 2010, concentrando-se os mesmos em 2011. Neste contexto, tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 677 354 euros em 2010, é necessário devolver aos consumidores 402 049 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2010 para pagamentos em 2011 (19 479 112 euros).

A ERSE irá elaborar um relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2009-2010, que terminam a sua execução no 2º semestre de 2011, procurando assim uma maior projeção e conhecimento do público sobre esta iniciativa.

- Resumo

Para determinar o ajustamento relativo a t-2, há que considerar o acima exposto para cada uma das duas implementações analisadas, conforme se sumariza no Quadro 1.

Quadro 1 - Quadro resumo ajustamento PPEC t-2

	Euros		
	PPEC 2008	PPEC 2009-2010	Total
Valor não executado	1 089 105	-	1 089 105
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	128 176	402 049	530 225

Assim, em termos globais, o ajustamento efetuado relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 530 225 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranço da edição do PPEC 2008 a devolver aos consumidores, 1 089 105 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2012.