

**AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A
REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2013**

Dezembro 2012

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 NO CONTINENTE.....	3
2.1	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE).....	3
2.1.1	Ajustamento em 2011 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 2011.....	11
2.2	Gestão Global do Sistema	13
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.....	17
2.2.3	Custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo.....	17
2.3	Transporte de Energia Elétrica	17
2.3.1	Custos operacionais de exploração	19
2.3.2	Valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência	20
2.3.3	Custos com compensação entre operadores da rede de transporte.....	21
2.3.4	Custos ocorridos com as auditorias aos custos de referência.....	22
2.3.5	Custos de natureza ambiental.....	22
2.3.6	Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de transporte de Eletricidade	23
2.4	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	24
2.5	Distribuição de Energia Elétrica.....	27
2.5.1	Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição	29
2.5.2	Nível de perdas nas redes de distribuição	29
2.5.2.1	Evolução das perdas nas redes de distribuição.....	31
2.5.2.2	Evolução da valorização das perdas	31
2.5.3	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	33
2.5.4	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	33
2.5.5	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	35
2.6	Comercialização	35
2.7	Compra e Venda de Energia Elétrica.....	38
2.8	Proveitos a proporcionar por atividade no Continente.....	45
3	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	47
3.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	48
3.1.1	Custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores.....	49
3.1.2	Custo com os combustíveis	50
3.1.2.1	Licenças de CO ₂	51
3.1.3	Outros proveitos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	52
3.1.4	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	52

3.2	Distribuição de Energia Elétrica	53
3.2.1	Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição	55
3.2.2	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	56
3.3	Comercialização de Energia Elétrica	57
3.4	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma dos Açores.....	59
4	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA..	63
4.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	63
4.1.1	Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar	66
4.1.2	Custos com aquisição de energia elétrica	67
4.1.2.1	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM.....	67
4.1.2.2	Custos com aquisição de energia elétrica ao SIM.....	68
4.1.3	Custos com os combustíveis.....	69
4.1.4	Licenças de CO ₂	70
4.1.5	Custos anuais de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	70
4.1.6	Outros proveitos	72
4.1.7	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	72
4.2	Distribuição de Energia Elétrica	73
4.2.1	Energia entregue pela rede de distribuição	75
4.2.2	Custos decorrentes do efeito do temporal de 2010 na ilha da Madeira	77
4.2.3	Outros custos	77
4.2.4	Custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental.....	77
4.3	Comercialização de Energia Elétrica	78
4.3.1	Número médio de clientes.....	79
4.3.2	Outros custos aceites.....	80
4.4	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma da Madeira.....	80
5	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 NO CONTINENTE.....	83
5.1	Compra e Venda de Energia Elétrica.....	83
5.2	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	83
5.2.1	Análise do sobrecusto	84
5.2.2	Mecanismos de gestão dos CAE	87
5.3	Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso.....	87
6	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	91
6.1	Balanço de energia elétrica no Continente	91
6.2	Balanço de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores.....	92
6.3	Balanço de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira.....	94
7	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS	97
7.1	REN Trading	97
7.2	REN	100
7.3	EDP Distribuição	103
7.4	EDP Serviço Universal, SA.....	106

7.5	EDA.....	108
7.6	EEM.....	109
	ANEXO - PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO -	113

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2011.....	4
Quadro 2-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	6
Quadro 2-3 - Produção prevista e verificada.....	7
Quadro 2-4 - Custo variável unitário de produção com CO ₂	7
Quadro 2-5 - Receita unitária de venda da energia elétrica	8
Quadro 2-6 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência.....	10
Quadro 2-7 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2011	11
Quadro 2-8 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂	Erro! Marcador não definido.
Quadro 2-9 - Resultados para a REN Trading da aplicação dos mecanismos.....	Erro! Marcador não definido.
Quadro 2-10 - Efeitos nos proveitos permitidos de 2013	13
Quadro 2-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2011	14
Quadro 2-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	15
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.....	16
Quadro 2-14 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2011	19
Quadro 2-15 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2011	20
Quadro 2-16 - Ajustamento em 2013 do custo com capital da atividade de TEE dos anos de 2009 e 2010.....	21
Quadro 2-17 - Custos com a promoção do desempenho ambiental	23
Quadro 2-18 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	26
Quadro 2-19 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	28
Quadro 2-20 - Energia entregue pela rede de Distribuição	29
Quadro 2-21 - Valores de perdas de referência do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2009-2011	31
Quadro 2-22 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2009-2011.....	32
Quadro 2-23 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2011	33
Quadro 2-24 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2011.....	34
Quadro 2-25 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2011	34
Quadro 2-26 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	37
Quadro 2-27 - Número de clientes do CUR~	38
Quadro 2-28 - Desvios custos PRE	38
Quadro 2-29 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE	40
Quadro 2-30 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR.....	41

Quadro 2-31 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2011	43
Quadro 2-32 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	44
Quadro 2-33 - Desvio da aditividade tarifária	45
Quadro 2-34 - Proveitos permitidos em 2011 e ajustamento em 2013	46
Quadro 3-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	49
Quadro 3-2 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA	50
Quadro 3-3 - Custos com combustíveis previstos e verificados	50
Quadro 3-4 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais	51
Quadro 3-5 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	51
Quadro 3-6 - Movimentos das licenças de CO ₂	51
Quadro 3-7 - Outros proveitos da AGS	52
Quadro 3-8 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	53
Quadro 3-9 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	54
Quadro 3-10 - Energia entregue pelas redes da distribuição	55
Quadro 3-11 - Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros e reposição do desvio das quantidades	56
Quadro 3-12 - Custos aceites do PPDA executado	57
Quadro 3-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	58
Quadro 3-14 - Número médio de clientes	59
Quadro 3-15 - Proveitos permitidos em 2011 e ajustamento em 2013, na RAA	60
Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	65
Quadro 4-2 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	67
Quadro 4-3 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SPM	68
Quadro 4-4- Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	68
Quadro 4-5 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	69
Quadro 4-6 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2011 previstos e ocorridos	69
Quadro 4-7 - Custo com o fuelóleo em 2010	70
Quadro 4-8 - Custos anuais de exploração afetos a AGS	72
Quadro 4-9 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	74
Quadro 4-10 - Energia entregue pelas redes de distribuição	75
Quadro 4-11 - Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros	76
Quadro 4-12 - Estrutura dos Proveitos Permitidos em Tarifas 2011	76
Quadro 4-13 - Custos aceites dos PPDA executados em 2011, na atividade de DEE	78
Quadro 4-14 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	79
Quadro 4-15 - Número médio de clientes	80

Quadro 4-16 - Proveitos permitidos em 2011 e ajustamento em 2013	81
Quadro 5-1 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2012	83
Quadro 5-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2012.....	85
Quadro 5-3 - Pressupostos considerados.....	86
Quadro 5-4 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	88
Quadro 5-5 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial	89
Quadro 5-6 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes.....	90
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão	92
Quadro 6-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição.....	92
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	93
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM	95
Quadro 7-1 - Balanço da REN Trading, S.A. em 2011	98
Quadro 7-2 - Demonstração de Resultados da REN Trading, S.A., em 2011.....	99
Quadro 7-3 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2011.....	101
Quadro 7-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2011	102
Quadro 7-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2011.....	104
Quadro 7-6 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2011	105
Quadro 7-7 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2011	106
Quadro 7-8 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2011	107
Quadro 7-9 - Demonstração de Resultados da EDA em 2011	108
Quadro 7-10 - Balanço da EEM em 2011	110
Quadro 7-11 - Demonstração de Resultados da EEM em 2011.....	111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português	8
Figura 2-2 - <i>Mark-up</i> em 2011	9
Figura 2-3 - Comparação entre a margem operacional e custo unitário de entrada em <i>take or pay</i>	10
Figura 2-4 - Compensação entre TSO	22
Figura 2-5 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respetivos valores dos parâmetros para 2009-2011	24
Figura 2-6 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição entre 2009-2011	30
Figura 2-7 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída	31
Figura 2-8 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	32
Figura 2-9- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2011	35
Figura 2-10 - Evolução do preço CIF do carvão API # 2 ARA	41
Figura 2-11 - Evolução do preço petróleo Brent	42
Figura 4-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	66
Figura 5-1 - Quantidades produzidas previstas e estimadas.....	87

1 INTRODUÇÃO

Neste documento analisa-se o ano de 2011 de todas as atividades reguladas e para o ano de 2012 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 2013. Relativamente a 2011, 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 2011. 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 2012, 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 2011 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 2012 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 2011 com os valores previstos pela ERSE em 2010 para tarifas 2011.
- No capítulo 7 apresentam-se as demonstrações financeiras, por atividade, enviadas pelas empresas reguladas.

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 Regulamento ERSE 496/2011, de 19 de agosto, com a posterior alteração ao RT com a publicação da Diretiva n.º 6/2011, 22 de dezembro.

2 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 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 2013, 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 2011, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respetivo artigo ao sobrecusto CAE real de 2011. Este montante é atualizado para 2013, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2011, acrescida do *spread* de 2,0 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 2012, acrescida de *spread* de 1,5 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 2011 a repercutir nas tarifas de 2013 é de -13 975¹ milhares de euros.

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

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2011

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2011	Tarifas 2011
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	630 619	574 947
2	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	429 997	372 648
3	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 569
4	Ajustamento t-1	-63 945	-63 945
5	Ajustamento t-2	-32 026	-32 026
6	Incentivos CAE e CO ₂ t2	2 665	
A = 1 - 2 + 3 - 4 - 5 + 6		299 258	299 839
B	Sobrecusto recuperado pela GGS	299 839	
C = (B - A) * i2011E * i2012E		620	
D	Valores provisórios relativos a 2011 considerados nas tarifas de 2012	14 214	
E = D * i2011E		14 596	
i ₂₀₁₁ ^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2011, + spread	4,008%	
i ₂₀₁₂ ^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2012 + spread	2,685%	
F = C - E		-13 975	

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 2011, ano t-2.

2.1.1 AJUSTAMENTO EM 2011 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

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.

ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 2-2 compara os valores do sobrecusto do Agente Comercial previsto para 2011 e do sobrecusto ocorrido nesse ano.

O diferencial de custo foi inferior ao previsto em 1 %, o que corresponde a menos de 1,7 milhões de euros.

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

Unidade: 10³ EUR

		2011 Tarifas (1)	2011 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	119 138	113 022	-6 116	-5%
(1b)	Turbogás	108 574	114 553	5 979	6%
(1)=(1a)+(1b)	Total	227 712	227 574	-138	0%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	102 062	98 972	-3 090	-3%
(2b)	Turbogás	239 707	295 633	55 926	23%
(2)=(2a)+(2b)	Total	341 769	394 605	52 835	15%
Licenças de CO2					
(3a)	Tejo Energia	-1 427	-7 876	-6 450	452%
(3b)	Turbogás	6 892	6 954	62	1%
(3c)	SWAP	0	-196	-196	-
(3d)	Licenças - Outras	0	-395	-395	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	5 466	-1 513	-6 978	-128%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	149 630	148 655	-975	-1%
(4b)	Turbogás	221 518	261 436	39 918	18%
(4)=(4a)+(4b)	Total	371 148	410 091	38 943	10%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	1 500	6 035	6 035	302%
(5b)	Turbogás	0	3 918	3 918	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	1 500	9 953	9 953	564%
Saldo VPP					
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	0	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	68 643	49 428	-19 215	-28%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	133 655	151 785	18 130	14%
(7c)=(3c)	SWAP	0	-196	-196	-
(7d)=(3d)	Licenças - Outras	0	-395	-395	-
(7)=(7a)+(7b)+(7c)+(7d)	Total	202 299	200 623	-1 676	-1%

A diferença entre o verificado e o previsto decorre das receitas em 2011 terem sido superiores às previsões para esse ano, em 10%, se não forem considerados os serviços de sistema, e cerca de 13%, se estes forem considerados. Em termos absolutos, e considerando os serviços de sistema, este diferencial corresponde a mais de 48 milhões de euros.

A diferença entre as receitas previstas e verificadas superou o acréscimo dos custos. Assim, os custos foram superiores ao previsto em cerca de 46 milhões de euros, com desvios de -0,1 milhão de euros no encargo de potência, de 52,8 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 2011 foi inferior ao previsto em 5,4%, isto é, em 397 GWh. Esta diferença deve-se, principalmente, à diminuição da produção da central da Tejo Energia, -21,3%, uma vez que a Turbogás registou uma produção superior à inicialmente prevista em 4,9%.

Quadro 2-3 - Produção prevista e verificada

Unidade: GWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2011 (1)	Verificado 2011 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	2 885	2 270	-21,3%
Turbogás	4 429	4 647	4,9%
Total	7 314	6 917	-5,4%

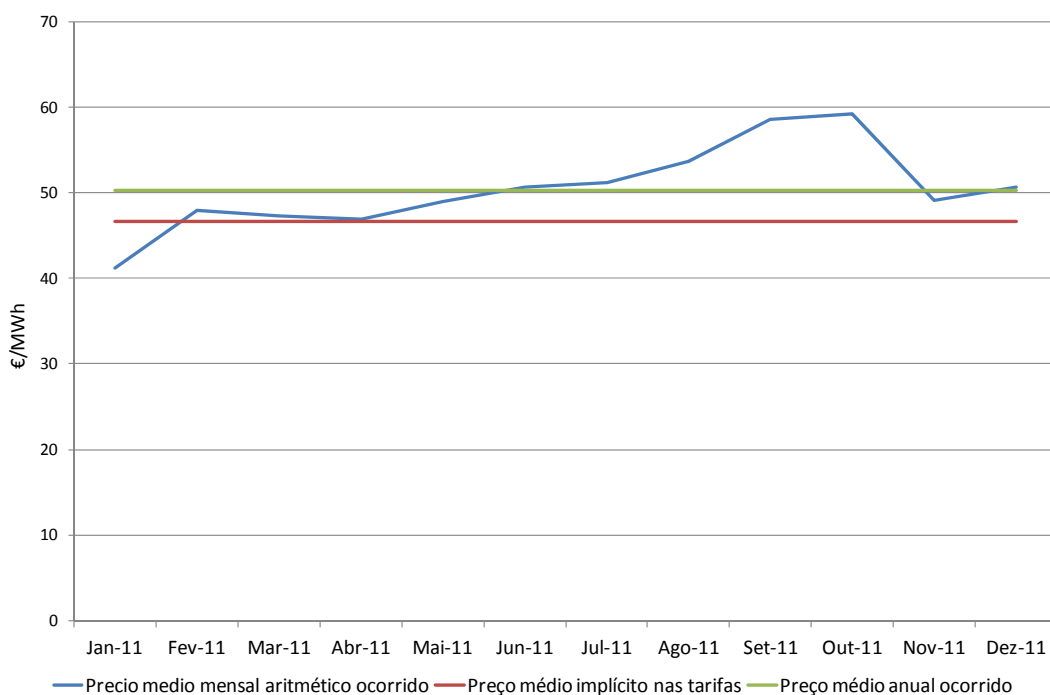
Os custos variáveis unitários de produção são superiores ao previsto, conforme se pode observar no Quadro 2-4.

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

Unidade: €/MWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2011 (1)	Verificado 2011 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
	34,9	40,1	15,0%
	55,7	65,1	16,9%

A figura seguinte mostra que o preço de energia elétrica no polo português em 2011 situou-se próximo dos 50 €/MWh, com exceção do mês de janeiro de 2011 e do período compreendido entre agosto e outubro desse ano.

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

O Quadro 2-5 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

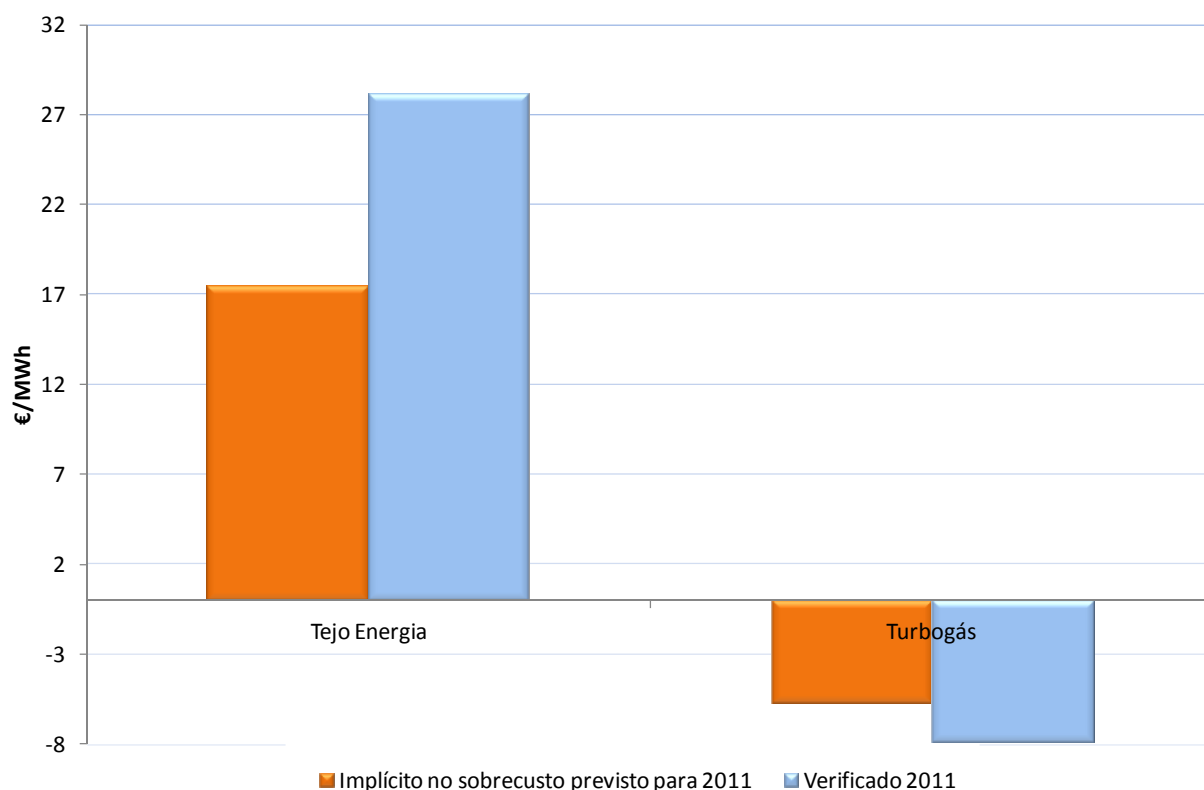
Quadro 2-5 - Receita unitária de venda da energia elétrica

Unidade: €/MWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2011 (1)	Verificado 2011 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	52,4	68,1	30,1%
Turbogás	50,0	57,1	14,2%

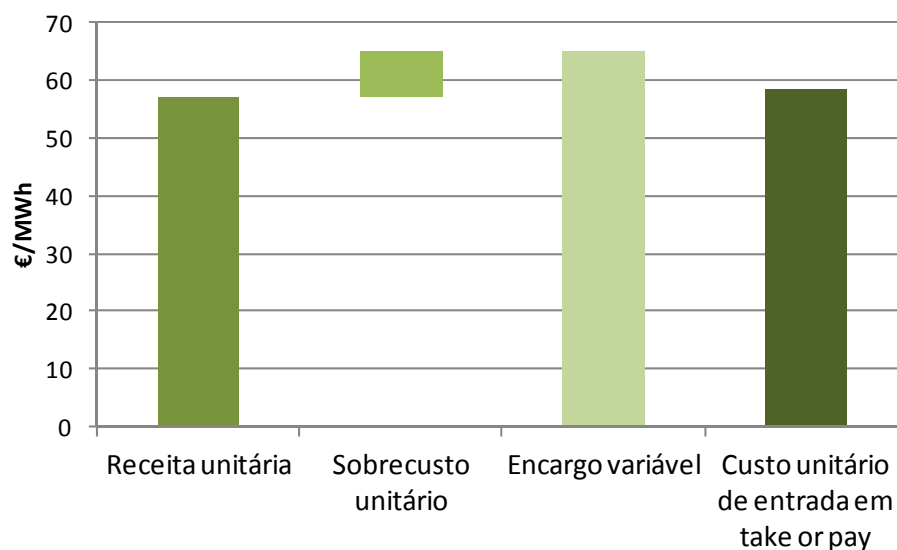
Registe-se que apesar do preço de energia elétrica em mercado para Portugal ter sido próximo do previsto, as receitas unitárias foram significativamente superiores, designadamente no caso da Tejo Energia.

O aumento das receitas unitárias da Tejo Energia superou o aumento dos custos variáveis, o que permitiu um desvio favorável do *mark-up*, como mostra a Figura 2-2.

Figura 2-2 - *Mark-up* em 2011

No caso da Turbogás, o crescimento das receitas unitárias foi inferior ao crescimento dos custos variáveis, resultando num *mark-up* negativo maior do que o previsto.

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 2011 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*

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 declarada 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 a taxa de inflação e a taxa de juro Euribor tiveram evoluções opostas, face ao previsto, podendo, em parte, terem mutuamente anulado os seus impactes na evolução do encargo de potência.

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

	Implícito no sobrecusto previstos para 2011	Verificado em 2011
Taxa de inflação	1,5%	3,7%
Euribor 3 meses	1,9%	1,4%

2.1.2 MECANISMO DE OTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA E DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ EM 2011

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 Turbogás²
- 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}.

Quadro 2-7 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2011

Unid: EUR			
I ₁	I ₂	I ₃	Total I _{CVEE}
(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)
1 000 000	523 543	696 956	2 220 498

² Este valor é provisório, porque depende da validação dos custos do gás natural.

A REN Trading alcançou o valor máximo permitido pelo incentivo I_1 . À semelhança 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)
111 328	371 062	482 390

Acresce ainda que, uma vez que não foi cumprido o limite máximo de quantidades na posse do operador no final do ano conforme estabelecido no mecanismo de incentivo, foram deduzidos cerca de 38 mil euros ao montante apurado para o incentivo ICO_2 .

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 2,7 milhões de euros com a aplicação dos mecanismos, devido à incorporação dos ganhos com as operações de SWAP, não sujeitos a esta limitação.

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

Unid: EUR							
$I_{C_{VEE}}$			ICO_2	Total sujeito a limite	SWAP/2	Limite de quantidades de licenças de CO_2	Total
I_1	I_2	I_3	(4)	(5)=[(1)+(2)+(3)+(4)]<=5,72 M€	(6)	(7)	(8)=(7)+(6)+(5)
(1)	(2)	(3)					
1 000 000	523 543	696 956	111 328	2 331 826	371 062	-38 283	2 664 605

Ao contrário dos restantes incentivos definidos *a posteriori*, os ganhos resultantes das operações de SWAP são obtidos na íntegra no instante da realização das operações. Deste modo, metade do valor resultante destes ganhos é deduzida aos proveitos permitidos da REN Trading definidos para 2013, 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 2013, ainda sem a aplicação da taxa de juro.

Quadro 2-10 - Efeitos nos proveitos permitidos de 2013

Unid: EUR		
I_{CVEE} + I_{CO₂} + Limites quantidades	SWAP/2 (2)	Efeito nos proveitos permitidos 2013 (3)=(1)-(2)
2 293 543	371 062	1 922 481

2.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

De acordo com os artigos 73.º e 74.º do Regulamento Tarifário, os proveitos a proporcionar em 2013 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2011 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 dos citados artigos aos valores verificados em 2011.

O Quadro 2-11 compara os valores verificados em 2011 (“2011”), com os previstos em 2010 para o cálculo das tarifas de 2011 (“Tarifas 2011”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2013 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema fixada para 2011, 528 277 milhares de euros, e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais, 556 223 milhares de euros. Este montante é atualizado para 2013, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2011, acrescida do *spread* de 2,0 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 2012, acrescida do *spread* de 1,5 pontos percentuais. Este montante é corrigido do valor previsto considerado em Tarifas 2012 do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas de -3 129 milhares de euros atualizado para 2013 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 2012, acrescida do *spread* de 1,5 pontos percentuais.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema em 2011 a repercutir nas tarifas de 2013 é de -27 milhões de euros³.

³ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

Quadro 2-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2011

		2011	Tarifas 2011
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A	Custos de gestão do sistema	84 290	72 701
a	$\dot{A}m_{GS,t}$	6 426	7 543
b	$\dot{A}c_{GS,t}$	42 346	52 771
c	$f_{GS,t}$	7,56	7,56
d	$CE_{GS,t}$	14 239	16 534
e	$I_{GS,t}$	60 789	45 000
g	$\Delta R^T_{GS,t-2}$	365	365
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	418 140	419 825
h	$RAA_{Pd,t}$	55 598	55 598
i	$RAM_{Pd,t}$	33 082	33 082
j	$\Delta RA^T_{POL,t-1}$	9 919	9 919
k	$R^AC_{CIVEE,t}$	299 839	299 839
l	$TER_{Pd,t} = TER_{PdIDPH,t} + TER_{PdZPH,t}$	26 388	24 205
	$TER_{PdIDPH,t} = Am^{TERDPH}_{Pd,t} + Act^{TERDPH}_{Pd,t} \times$		
	$r^{TERDPH}_{Pd,t}$	25 701	23 517
	$r^{TERDPH}_{Pd,t}$	3,99	3,30
	$Am^{TERDPH}_{Pd,t}$	12 973	12 973
	$Act^{TERDPH}_{Pd,t}$	319 139	319 139
	$TER_{PdZPH,t} = Am^{TERZPH}_{Pd,t}$	687	687
	$Am^{TERZPH}_{Pd,t}$	687	687
n	$REG_{GS,t}$	6 399	6 399
o	$AdC_{Pd,t}$	409	409
p	$CGPPDAPol,t$	42	70
q	$\dot{O}C_{Pd,t}$	0	0
r	$ECPol,t$	7 660	11 500
s	$\Delta R^T_{Pol,t-2}$	1 357	1 357
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	53 793	62 814
D = A + B + C	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	556 223	555 341
E	Proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	528 277	
F = E - D	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	-27 946	
G = F x (1+J) x (1+K)	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizados para 2012	-29 846	
t	Valor previsto, em 2011, do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em 2012		-3 129
H = t x (1+K)	Valores provisórios relativos a 2010 considerados nas tarifas de 2011, atualizados para 2012		-3 213
I = G - H	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2		-26 633
J	i_{2011}^E		4,008%
K	i_{2012}^E		2,685%

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 16%, facto que se prende essencialmente com o aumento dos custos com interruptibilidade, conforme será justificado posteriormente.

ATIVO LÍQUIDO MÉDIO A REMUNERAR E AMORTIZAÇÕES

O desvio de -19,8% no ativo líquido a remunerar resulta de uma sobrestimação dos investimentos previstos para Tarifas 2011, que não se realizaram, conforme se pode verificar no Quadro 2-12.

Quadro 2-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2011 (1)	Tarifas 2011 (2)	Desvio [(1) – (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos^[1]	4 045	8 764	-53,8%
Activo Fixo Bruto ^[1]			
Saldo Inicial (1)	210 210	221 249	-5,0%
Investimento Directo	94	162	
Transferências p/ exploração	5 248	8 672	
Reclassificações, alienações e abates	-2 492	1 010	
Saldo Final (2)	213 060	231 094	-7,8%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	165 794	169 451	-2,2%
Amortizações do Exercício	6 481	7 557	
Regularizações	-1 794	1	
Saldo Final (4)	170 481	177 009	-3,7%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	1 179	178	563,1%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	55	14	
Saldo Final (6)	1 123	164	586,1%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2010 (7) = (1) – (3) – (5)	43 237	51 621	-16,2%
Valor de 2011 (8) = (2) – (4) – (6)	41 455	53 922	-23,1%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	42 346	52 771	-19,8%

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

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011- Tarifas 2011)	
			Valor	%
Custos operacionais	17 006	19 838	-2 832	-14,3%
Trabalhos Própria Empresa (TPE)	358	1 191	-833	-70,0%
Custos de exploração líquidos de TPE	16 649	18 647	-1 999	-10,7%
Serviços de sistema	0	0	0	
Custos de exploração afectos à gestão do sistema	16 649	18 647	-1 999	-10,7%
Proveitos afectos à exploração (excluindo TPE)	2 410	2 113	297	14,1%
Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	14 239	16 534	-2 296	-13,9%
CGPPDA	42	70	-28	-40,1%

A redução de 13,9% nos custos de exploração líquidos dos proveitos resulta essencialmente do decréscimo ocorrido nos custos a par do aumento dos proveitos afetos à exploração.

INTERRUPTIBILIDADE

A Portaria n.º 592/2010, com as alterações que lhe foram introduzidas pela Portaria n.º 1 308/2010 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.

Por outro lado, a Portaria n.º 1309/2010, alterada pela Portaria n.º 117/2011, de 25 de março, possibilita a prestação deste serviço por consumidores nos mesmos níveis de tensão, também abastecidos em regime de mercado, mas para potência 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. No final do ano de 2011, a Portaria n.º 310/2011, de 21 de dezembro, revogou a Portaria n.º 1309/2010, impossibilitando a prestação do serviço de interruptibilidade por consumidores que não cumpram os critérios estabelecidos na Portaria n.º 592/2010.

Em 2011 os custos com interruptibilidade, no montante de 60 789 milhares de euros, foram superiores ao previsto em cerca de 16 milhões 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 das mesmas, designadamente os custos de funcionamento do Painel de Avaliação, considerou-se ser prudente fixar o valor dos custos máximos de gestão dos PPDA em 1% do montante máximo, ou seja, 303,9 milhares de euros.

Tendo em conta que este valor é para os 3 anos, considerou-se em 2011 a título provisório o montante de 70 milhares de euros.

Conforme descrito no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do sector elétrico – Análise dos relatórios de execução de 2011”, o valor incorrido em 2011 foi de 42 milhares de euros.

2.2.3 CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

No ajustamento de 2011 a repercutir em 2013 foram considerados 3 916 milhares de euros resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2011 relativamente a três edições do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em anexo é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

2.3 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

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 2011 atualizado para 2013, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2011, acrescida do *spread* de 2,0 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 2012, acrescida do *spread* de 1,5 pontos percentuais é de -14 435⁴ milhares de euros.

⁴ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

Quadro 2-14 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2011

		2011	Tarifas 2011
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	41 982	42 246
1	Componente de custos de exploração	41 419	41 439
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	436	436
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	401	437
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 552	5 552
5	Variação do n.º de painéis de subestações	70	111
B	Custos com capital [(6)+(7)+(8)]	238 919	242 574
6	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	165 756	163 493
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	75 242	76 245
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 197 271	1 154 079
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,56%	7,56%
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	71 407	79 081
d	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	19 541	24 442
e	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	572 469	603 083
f	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,06%	9,06%
8	Ajustamento em 2013 ao custo com capital de 2009 e 2010, após incorporação das decisões complementares da ERSE	-1 757	
C	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1 + 0,5 x (11)+(12))]	7 500	7 008
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	50,00%	50,00%
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	13 409	13 409
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	9,06%	9,06%
12	Ajustamento ao incentivo de 2009 e de 2010 a incorporar nas tarifas de 2013	-492	0
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	1 844	0
E	Custos com a promoção do desempenho ambiental	3 065	5 597
F	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t, nomeadamente auditorias	89	82
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	8 328	8 328
H	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F - G]	285 072	289 180
I	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	272 084	
J	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos [I - H]	-12 988	
K	Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2	0	
L	Δ_t^T [J + K]	-12 988	
M	Δ_t^T [J + K] atualizado para 2013	-13 871	
N	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	564	
O	Δ_t^T Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em 2011	-14 435	
i_{2011}^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2011 + spread		4,008%
i_{2012}^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2012 + spread		2,685%

2.3.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO

O custo operacional de exploração para 2011 resulta do custo operacional de 2010 atualizado com $IPIB_{t-1}$ e com os custos incrementais de t-1. A este valor acrescem os custos incrementais de 2011 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 de essencialmente uma sobrestimação de variação de extensão da rede e do número de painéis em subestações.

2.3.2 VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

Conforme previsto no artigo 13.º do Anexo I do Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, com as disposições relativas ao Mecanismo de Valorização dos Novos Investimentos na RNT a Custos de Referência, a REN apresentou o relatório de auditoria relativo ao ano 2011, 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 referido mecanismo. A realização da referida auditoria ocorreu antes de decisões tomadas pela ERSE no decorrer de 2012, relativas a detalhes da aplicação deste mecanismo, as quais foram oportunamente comunicadas à REN, por terem impacto no valor da base dos ativos a remunerar à taxa com prémio em 2011.

O Quadro 2-15 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2011.

Quadro 2-15 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2011

	Custo real 10 ³ EUR			
Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	333 636			
Subestações	204 593			
Linhas	129 042			
	Custo real 10 ³ EUR	% c/ prémio após aplicação do mecanismo	Custo de referência 10 ³ EUR	Δ % Custo Referência / Real
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	284 916	85,4%	292 147	2,5%
Subestações	155 874	76,2%	151 536	-2,8%
Linhas	129 042	100,0%	140 610	9,0%

Nota: Valores a custos totais (custos diretos externos + encargos de estrutura e gestão + encargos financeiros).

A ERSE decidiu também que os detalhes da aplicação do mecanismo, acima referidos, seriam aplicados retroativamente aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2009 e 2010, o que implica a inclusão de ajustamentos referentes aos anos de 2009 e de 2010 na determinação dos proveitos permitidos da REN para o ano de 2013, para além dos ajustamentos referentes ao ano de 2011.

Estes ajustamentos encontram-se evidenciados no Quadro 2-16 e foram determinados pelo diferencial entre os valores considerados em tarifas de 2012 e os valores aceites pela ERSE, após reformulação da aplicação do mecanismo.

Quadro 2-16 - Ajustamento em 2013 do custo com capital da atividade de TEE dos anos de 2009 e 2010

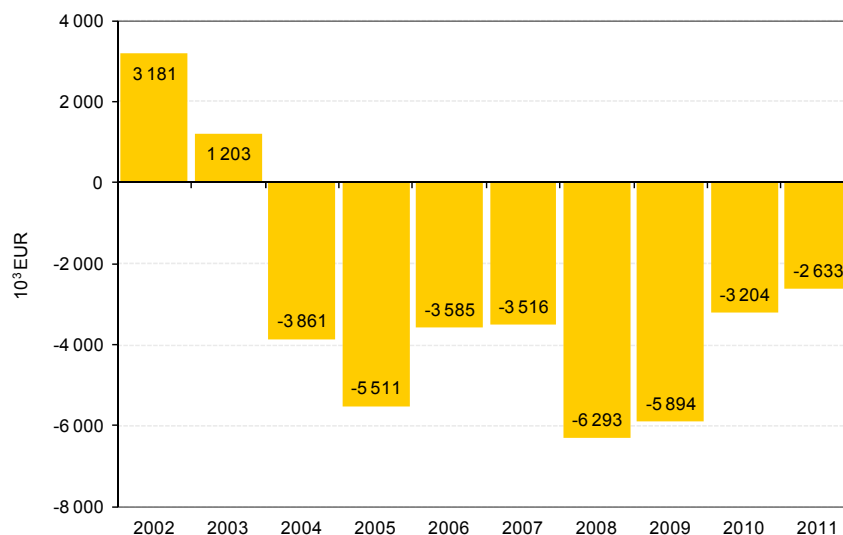
		2009
		10 ⁹ EUR
A	Custo com capital de 2009 antes auditoria aos custos de referência (considerado em tarifas de 2011) [(1)+(2)]	186 568
1	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	174 492
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, 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	Ajustamento ao custo com capital de 2009 considerado em tarifas de 2012, com base em valores auditados	-597
C	Custo com capital de 2009 após auditoria aos custos de referência e incorporação das decisões complementares da ERSE [(3)+(4)]	187 989
3	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	173 081
g	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	76 694
h	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 276 650
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)]	14 908
j	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	3 149
k	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	129 936
l	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,05%
D	Ajustamento em 2013 ao custo com capital de 2009 [(A)-(B)-(C)]	-825
		2010
		10 ⁹ EUR
E	Custo com capital de 2010 considerado em tarifas de 2012 [(1)+(2)]	208 167
1	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	166 446
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	76 562
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 216 282
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,39%
2	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	41 722
d	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	10 566
e	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	350 462
f	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	8,89%
F	Custo com capital de 2010 após incorporação das decisões complementares da ERSE [(3)+(4)]	209 099
3	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	165 762
g	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	75 079
h	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 227 107
i	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,39%
4	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	43 337
j	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	12 098
k	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	351 397
l	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	8,89%
G	Ajustamento em 2013 ao custo com capital de 2010 [(A)-(B)]	-932
H	Ajustamento em 2013 ao custo com capital de 2009 e 2010 [(D) + (G)]	-1 757

2.3.3 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 2011 ascende a 2 633 milhares de euros.

Figura 2-4 - Compensação entre TSO



A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2011 atingiu 2 086 milhares de euros. Este valor foi utilizado para cobrir os custos com serviços de sistema (1 297 milhares de euros) e parte do pagamento da tarifa transfronteiriça (789 milhares de euros).

2.3.4 CUSTOS OCORRIDOS COM AS AUDITORIAS AOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

Desde 2010 decorrem auditorias à aplicação do mecanismo de custos de referência. De acordo com o Regulamento Tarifário o valor referente às auditorias de 2009 e de 2010, de 89 milhares de euros (inclui juros) foi contemplado nos ajustamentos aos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica de 2011, conforme Quadro 2-14.

2.3.5 CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 2-14, os custos aceites pela ERSE relacionados com a promoção do desempenho ambiental ascendem a 3 065 milhares de euros. Sendo que 1 592 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 2011”, 651 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas e 823 milhares de euros à obrigação legal de desvios de linhas. O Quadro 2-17 apresenta a variação entre o previsto para Tarifas 2011 e o ocorrido no mesmo ano.

Quadro 2-17 - Custos com a promoção do desempenho ambiental

Unidade: 10³ EUR

	2011	Tarifas 2011	Variação %
PPDA	1 592	1 760	-10%
Limpeza de florestas	651	3 567	-82%
Desvios de linhas obrigação legal	823	270	205%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	3 065	5 597	-45%

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.

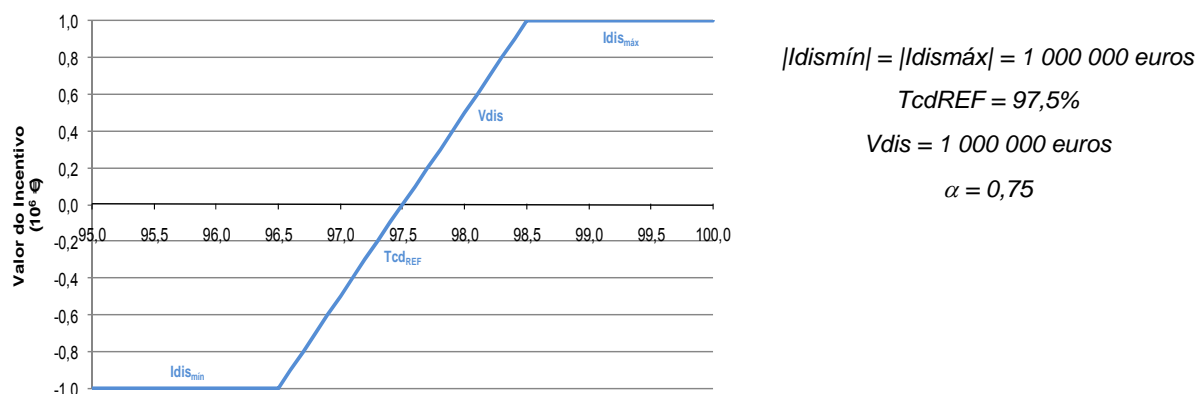
Para efeitos deste mecanismo, a disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (T_{cd}), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas ($T_{d_{cl}}$) e dos transformadores de potência ($T_{d_{tp}}$), através do parâmetro α , de acordo com a seguinte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



Em 2011 aplicou-se pela terceira vez o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT. A “taxa combinada de disponibilidade” da rede da RNT foi de 98,06%, superior ao valor de referência, 97,5%, dando assim lugar ao pagamento de um prémio de 563 698 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 2011 e os que resultam da aplicação da fórmula básica do n.º1 de cada um dos respetivos artigos aos custos efetivamente ocorridos em 2011.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2013, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (1 539 156 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (1 570 703 milhares de euros), incluindo a diferença entre o custo estimado e os descontos concedidos no âmbito da tarifa social a transferir aos produtores de energia elétrica. A diferença de -35 411⁵ milhares de euros é atualizada para 2013 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2011, acrescida de 2 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

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

O desvio a repercutir nas tarifas de 2013 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (287 526 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (278 018 milhares de euros). Esta diferença de 9 508⁶ milhares de euros é atualizada para 2013 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2011, acrescida de 2 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, acrescida de acrescida de 1,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

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

Quadro 2-18 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Unidade: 10³ EUR

		2011
A	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 570 703
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	528 209
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 033 235
(+)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	570 400
(+)	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	462 835
(+)	Custos com a aplicação da tarifa social	-4 308
	CMEC	398 936
(+)	Parcela Fixa dos CMEC	84 399
(+)	Parcela de Acerto dos CMEC	245 457
(-)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(+)	Componente de alisamento dos CMEC (sem correcção de hidraulicidade)	77 116
(-)	Correcção de hidraulicidade	-8 036
(+)	Défi ce tarifário de BT em 2006	14 330
(+)	Défi ce tarifário de BTN em 2007	5 439
	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	-304 989
	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição	-2 467
	Sobreprovento Tarifas transitórias	-53 729
(-)	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	43 953
B	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 539 156
C	Descontos concedidos com tarifa social	-444
D	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	-3 864
[B] - [A] + [D]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	-35 411
Δ_{2011}^T	Ajustamento em 2013, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2011	-37 819
C	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	278 018
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	272 046
(-)	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	-5 972
D	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT	287 526
[D] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	9 508
Δ_{2011}^T	Ajustamento em 2013, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2011	10 155
i_{2011}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2011 acrescida de spread	4,008%
i_{2012}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2012 acrescida de spread	2,685%

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 2011 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 82.º aos valores realmente verificados em 2011, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

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

O Quadro 2-19 compara os valores verificados em 2011 (“2011”) com os previstos no cálculo das tarifas de 2011 (“Tarifas 2011”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2013 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2011, de 1 188 484⁷ milhares de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 191 036⁸ milhares de euros, com os incentivos aceites *a posteriori* (2 081⁹ milhares de euros) no montante de 1 193 117 milhares de euros. Esta diferença de 4 633 milhares de euros é atualizada para 2013 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2011, acrescida de 2 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

⁷ Proveitos da URD_{AT/MT}, 452 617 milhares de euros + Proveitos da URD_{BT}, 735 867 milhares de euros.

⁸ Proveitos da DEE em AT/MT, 444 864 milhares de euros + Proveitos da DEE em BT, 746 172 milhares de euros.

⁹ Melhoria da Qualidade de Serviço 727 milhares de euros + Redução de Perdas em AT/MT, 809 milhares de euros e em BT 545 milhares de euros

Quadro 2-19 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

Unidade: 10⁹ EUR

		2011	Tarifas 2011	
1	F_{2t}^D	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	153 443	153 443
2	P_{2t}^D	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)	0,005655	0,005655
3	E_{2t}^D	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	46 169	48 914
4		custos dos 3 programas de racionalização	26 697	26 637
5		custos com a promoção do desempenho ambiental	3 300	3 056
6		impacte da lei 12/2008	0	0
7		diferencial da actualização da taxa de remuneração do activo	184	184
8	Δ_{t+2}^D	ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em AT/MT	-154	-154
9	$= (1)+(2)\times(3)/1000+(4)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	444 864	460 083
10	$R_{AT/MT}^D$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	452 617	
11	$= (7) - (6)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	7 753	
12	RQS_t	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	727	
12	PP_{2t}^D	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	809	
A	$\Delta_{AT/MT}^D = (8) - (9) - (1)$	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2011 em AT/MT	6 218	
B	$\Delta_{AT/MT,2013}^D = A \times (1+i_2)$	Ajustamento em 2013 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2011, em AT/MT	6 641	
13	F_{2t}^D	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	206 388	206 388
14	P_{2t}^D	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)	0,009487	0,009487
15	E_{2t}^D	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	23 967	26 083
16		custos dos 3 programas de racionalização	48 593	48 570
17		custos com rendas de concessão	242 357	240 740
18		custos com a promoção do desempenho ambiental	376	1 294
19		impacte da lei 12/2008 e parametrização de contadores	0	0
		diferencial da actualização da taxa de remuneração do activo	94	94
20	Δ_{t+2}^D	ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BT	-20 994	-20 994
21	$= (12)+(13)\times(14)/1000+(15)-(16)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	746 172	765 531
22	R_{BT}^D	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	735 867	
23	$= (18) - (17)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-10 305	
24	PP_{2t}^D	Incentivo à redução de perdas, em BT	545	
C	$D_{BT}^D = (19) - (20) - (21)$	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT	-10 850	
D	$D_{BT,2013}^D = C \times (1+i_{2011}^D) \times (1+i_{2012}^D)$	Ajustamento em 2013 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2011, em BT	-11 588	
E	$D_{2013}^D = (B) + (D)$	Ajustamento em 2013 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2011	-4 948	
i_{t-2}^D	i_{2011}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2011 acrescida de spread	4,008%	
i_{t-1}^D	i_{2012}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2012 acrescida de spread	2,685%	

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

- Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição;

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

Seguidamente é apresentado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2011.

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 -5,6% e -8,1%, respetivamente, conforme mostra o quadro seguinte.

Quadro 2-20 - Energia entregue pela rede de Distribuição

Unidade: GWh

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011 - Tarifas 2011)	
			Valor	%
Redes de AT/MT	46 169	48 914	-2 745	-5,6%
AT	6 462	6 271	191	3,0%
MT	14 305	14 996	-691	-4,6%
BT ajustada para rede de AT/MT	25 402	27 647	-2 245	-8,1%
Redes de BT	23 967	26 083	-2 117	-8,1%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para BT é de 5,99% e o utilizado para tarifas foi de 6%.

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.

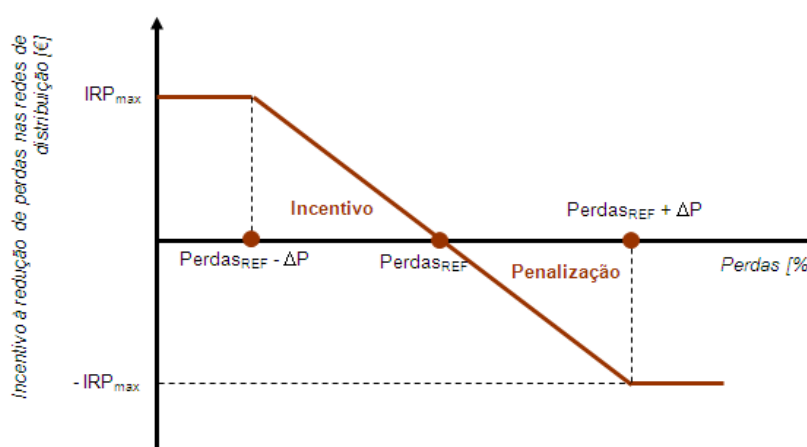
Assim, este mecanismo permite ao operador da rede de distribuição em AT e MT em Portugal continental ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas

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 seguinte figura.

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 2-21.

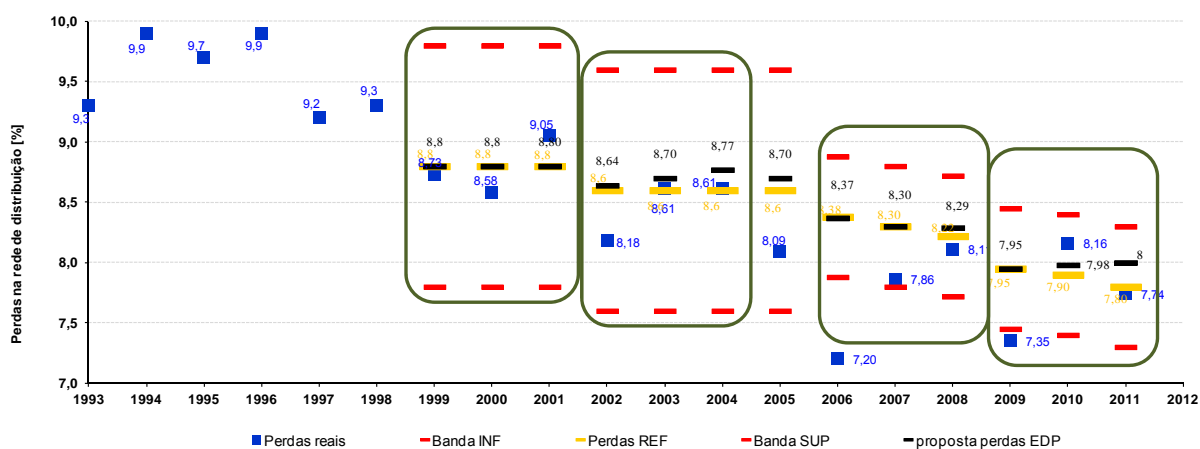
Quadro 2-21 - Valores de perdas de referência do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2009-2011

	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).

2.5.2.1 EVOLUÇÃO DAS PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

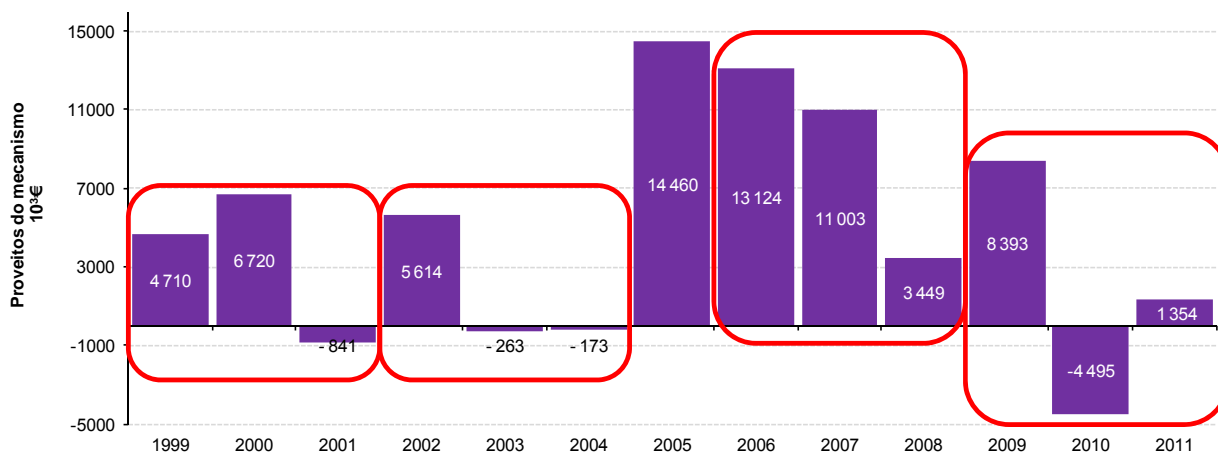
Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída da rede de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A seguinte figura apresenta a evolução das perdas na rede de distribuição, verificadas entre 1999 e 2011, no seu referencial da saída.

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

2.5.2.2 EVOLUÇÃO DA VALORIZAÇÃO DAS PERDAS

A figura seguinte apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que em 2011 há lugar a um prémio pelo facto do valor de perdas ocorrido ser inferior 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 2-22 apresenta a variação de perdas ocorrida em 2009 e 2011 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 2-22 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2009-2011

		2009	2010	2011
Valor das perdas de referência	(%)	7,95	7,90	7,80
Valor real das perdas	(%)	7,35	8,16	7,74
Redução verificada	p.p.	0,60	-0,26	0,06
Redução máxima aceite	p.p.	0,50	-0,50	0,50
Valorização Perdas V_p	(€/MWh)	37,63	37,33	50,45
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	44,605	46,312	44,734
Valor a receber pela empresa	(10 ⁶ €)	8,392	-4,495	1,354

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2011 foi utilizada a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 50,45 €/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 0,06 pp, o valor do prémio é de 1,354 milhões de euros.

2.5.3 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

2.5.4 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 Elétrica 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 2011, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2011, através do Despacho n.º19113/2010, de 27 de Dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 2-23.

Quadro 2-23 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2011

END_{REF}	$0,000134 \times ED$
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 2011 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 2-24 apresenta o modo de determinação da *END* em 2011, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2011 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 2-24 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2011

Valores de energia activa 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)	6 566 802,26	23 362 408,22	13 458 587,07	6 556 042,69	49 943 840,24
$W_{CMAT\ MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	11 037,08	111 141,79	89 715,83	54 588,59	266 483,30
$W_{CMAT\ ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	82 887,97	661 839,53	481 320,79	282 170,48	1 508 218,77
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT\ MR} + W_{CMAT\ MR}$ (MWh)	6 472 877,21	22 589 426,90	12 887 550,45	6 219 283,62	48 169 138,18
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)	6 374 078,99	22 284 134,26	12 751 113,53	6 160 756,43	47 570 083,21
$W_{CAT\ MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	117 091,02	449 660,67	286 472,88	154 345,68	1 007 570,24
$W_{CAT\ ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	573 842,82	2 311 935,54	1 640 931,38	927 852,35	5 454 562,10
$W_{CAT} = W_{CAT\ MR} + W_{CAT\ ML}$ (MWh)	690 933,84	2 761 596,21	1 927 404,26	1 082 198,03	6 462 132,34
$[W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 683 145,15	19 522 538,05	10 823 709,28	5 078 558,40	41 107 950,87
$ED = [W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					41 107 950,87
<i>TIEPI</i> (min)					55,79
<i>TIEPI</i> (h)					0,93
<i>T</i> (h)					8 760,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					4 363,21

Com base no valor de *ED* em 2011 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 2-25.

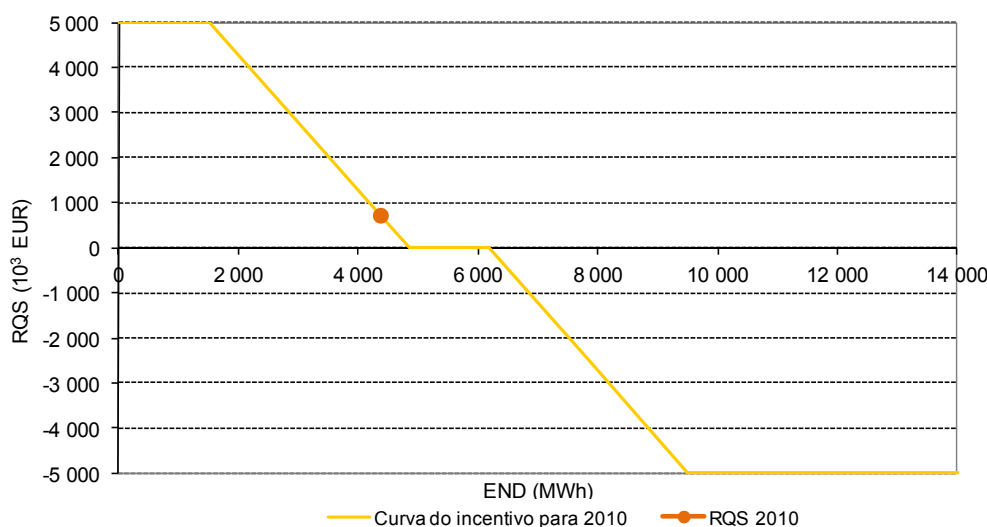
Quadro 2-25 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2011

<i>END</i> (MWh)	4363,21
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$ (MWh)	5508,47
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$ (MWh)	661,02
$END_{REF} - \Delta V$ (MWh)	4847,45
$END_{REF} + \Delta V$ (MWh)	6169,48

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2011 inferior a $END_{REF} - \Delta V$, o valor do incentivo constitui um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 726 359,52 euros.

Na Figura 2-9 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2011, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 2-9- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2011



2.5.5 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Os custos aceites pela ERSE relacionados com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) ascendem a 3 677 milhares de euros, conforme apresentado no documento “Planos de Promoção Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2011”.

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 2011 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 2011.

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 inclui 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 2-26 compara os valores verificados em 2011 (“2011”) com os previstos em 2010 no cálculo das tarifas de 2011 (“Tarifas 2011”), tendo em conta o diferencial previsto em Tarifas 2011. O desvio a repercutir nas tarifas de 2013 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2011, de 86 939¹⁰ milhares de euros e os proveitos a recuperar, proveitos da atividade de comercialização em cada nível de tensão deduzidos do diferencial, recalculados com os valores reais, de 90 840¹¹ milhares de euros. Esta diferença de 3 901 milhares de euros é atualizada para 2013 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2011, acrescida de 2 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

¹⁰ Proveitos da CR_{NT}, 1 418 milhares de euros + Proveitos da CR_{BTE}, 843 milhares de euros + Proveitos da CR_{BTN}, 84 678 milhares de euros

¹¹ Proveitos a recuperar da CR em NT, 2 690 milhares de euros + Proveitos a recuperar da CR em BTE, 871 milhares de euros + Proveitos da CR em BTN, 87 279 milhares de euros

Quadro 2-26 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2011		
		2011	Tarifas 2011	
1	$F_{C,NT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	136	136
2	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	72,639	72,639
3	$E_{C,NT}$	Número de consumidores médio, em NT	10 720	4 271
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)	14	15
6	$R_{E,NT}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	231 762	179 263
7	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	141 105	122 743
8	r_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	8,56%
9	$Z_{C,NT,t-1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	832	0
10	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em NT	2 010	2 010
A	$R_{C,NT}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	961	-500
		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT)	-1 729	-1 729
		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	2 690	1 229
A'	$RF_{C,NT}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	1 418	
	(A') - (A)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2011	-1 273	
	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2013 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2011	-1 359	
11	$F_{C,BTE}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	51	51
12	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	6,940	6,940
13	$E_{C,BTE}$	Número de consumidores médio, em BTE	20 729	11 513
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)	14	15
16	$R_{E,BTE}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE	115 694	70 365
17	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE	106 737	75 451
18	r_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	8,56%
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	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BTE	792	792
B	$R_{C,BTE}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	134	-147
		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	-737	-737
		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	871	590
B'	$RF_{C,BTE}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	843	
	(B') - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2011	-28	
	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2013 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2011	-30	
21	$F_{C,BTN}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	16 468	16 468
22	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	12,160	12,160
23	$E_{C,BTN}$	Número de consumidores médio, em BTN	5 750 344	5 623 516
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)	6	7
26	$R_{E,BTN}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTN	1 021 013	1 083 020
27	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTN	1 915 764	1 981 640
28	r_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	8,56%
29	$Z_{C,BTN,t-1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
30	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BTN	3 246	3 246
C	$R_{C,BTN}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	87 279	86 635
C'	$RF_{C,BTN}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	84 678	
	(C') - (C)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2011	-2 600	
	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2013 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2011	-2 777	
	$\Delta R_{C,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2013 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2011	-4 166	
i_{t-2}^E	i_{2011}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2011 acrescida de spread	4,008%	
i_{t-1}^E	i_{2012}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2012 acrescida de spread	2,685%	

De seguida apresenta-se a diferença entre o número de clientes considerado no cálculo das tarifas de 2011 e o número real para 2011.

Quadro 2-27 - Número de clientes do CUR~

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011-T2011)	
			Valor	%
Cientes				
NT	10 720	4 271	6 449	151,0%
BTE	20 729	11 513	9 216	80,1%
BTN	5 750 344	5 623 516	126 828	2,3%
Total	5 781 793	5 639 300	142 493	2,5%

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 2011 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 2011 dos custos da PRE atingiu o montante de -163 129¹² milhares de euros, consequência do aumento do preço unitário da PRE de mercado e do aumento das quantidades da PRE face ao inicialmente previsto. O quadro seguinte demonstra o acima mencionado.

Quadro 2-28 - Desvios custos PRE

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011-T2011)	
			Valor	%
Quantidades (GWh)	18 333	16 331	2 002	12,3%
PRE FER	11 679	10 517	1 162	11,0%
PRE NFER	6 654	5 813	841	14,5%
Preço (€/MWh)				
Preço médio mercado	50,82	46,60	4,22	9,1%
Preço médio PRE	105,16	97,62	7,54	7,7%

¹² Desvio PRE^{FER}, -45 263 milhares de euros + Desvio PRE^{NFER}, -117 866 milhares de euros.

Desde a revisão regulamentar ocorrida em 2012, o preço de referência para o cálculo do sobrecusto da PRE é apurado de forma diferente do preço de mercado de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes do CUR. Neste exercício são considerados um fator associado ao perfil de aquisição da PRE, bem como os custos com desvios de programação que lhe estão associados.

O ajustamento desta componente a repercutir em 2013, de -63 288 milhares de euros, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -174 223¹³ milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2011 (-110 935¹⁴ milhares de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2013. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

¹³ Desvio PRE^{FER} atualizado, -48 342 milhares de euros + Desvio PRE^{FENR} atualizado, -125 882 milhares de euros.

¹⁴ Ajustamento provisório PRE^{FER} atualizado, -23 569 milhares de euros e ajustamento provisório PRE^{FENR} atualizado, -87 366 milhares de euros

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2011 no Continente

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

Unidade: 10³ EUR

		2011
A	Diferencial da PRE ^{FER} recuperado em 2011	570 400
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) - (3)]	615 664
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	554 560
a	Custo de aquisição	1 148 043
b	Quantidades	11 679
c	Preço de mercado	50,8
2	Ajustamento t-1	-96 110
3	Ajustamento t-2	35 007
C	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2011 (A) - (B)	-45 263
D	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2011 actualizado para 2013 = (D) x (1+i ₂₀₁₁ ^E) x (1+i ₂₀₁₂ ^E)	-48 342
E	Valor do ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nos proveitos de 2012	-22 953
F	Valor do ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nos proveitos de 2012, actualizado para 2013 = F x (1+i ₂₀₁₂ ^E)	-23 569
G	Ajustamento do diferencial PRE ^{FER} , de 2011 a recuperar nos proveitos permitidos de 2013	-24 773
H	Diferencial da PRE ^{FENR} recuperado em 2011	462 835
I	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(4) - (5) - (6) + (7)]	580 700
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	441 693
d	Custo de aquisição	779 839
e	Quantidades	6 654
f	Preço de mercado	50,8
5	Ajustamento t-1	-205 722
6	Ajustamento t-2	-114 091
7	Cogeração FER	-180 806
J	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2011 (H) - (I)	-117 866
K	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2011 actualizado para 2013 = (L) x (1+i ₂₀₁₁ ^E) x (1+i ₂₀₁₂ ^E)	-125 882
L	Valor do ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nos proveitos de 2012	-85 081
M	Valor do ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nos proveitos de 2012, actualizado para 2013 = F x (1+i ₂₀₁₂ ^E)	-87 366
N	Ajustamento do diferencial PRE ^{FENR} , de 2011 a recuperar nos proveitos permitidos de 2013	-38 516
O	Ajustamento do diferencial PRE, de 2011 a repercutir nos proveitos permitidos de 2013 [(G) + (N)]	-63 288
i ₂₀₁₁ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2011 acrescida de spread	4,008%
i ₂₀₁₂ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2012 acrescida de spread	2,685%

CUSTOS COM A ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Aquando da definição das tarifas para 2011, a previsão para o custo médio de aquisição de energia eléctrica pelo CUR (sem serviços de sistema), 46,6 €/MWh, foi inferior ao ocorrido, 54,4 €/MWh.

Quadro 2-30 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR

Unid: €/MWh

Tarifas 2011 Valor implícito nas tarifas	Real
46,6	54,4

Nota: Sem serviços de sistema.

Este facto deveu-se aos preços das *commodities* terem sido mais elevados em 2011 face aos valores previstos aquando da definição das tarifas para esse ano, como é ilustrado nas duas figuras seguintes e no Quadro 2-31.

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

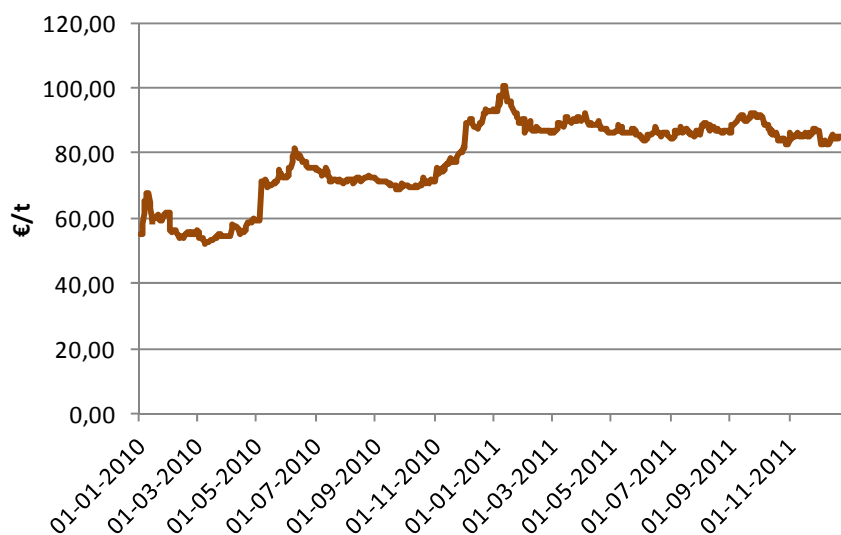
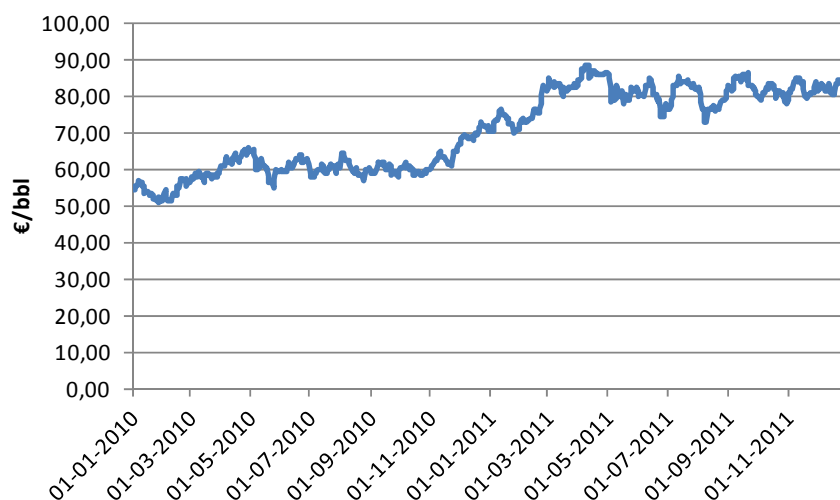


Figura 2-11 - Evolução do preço petróleo Brent

A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a hidraulicidade ocorrida são outros dois fatores explicativos da evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica. Existe uma relação negativa entre estes fatores e a evolução do preço de energia elétrica no mercado grossista. O Quadro 2-31 mostra que a hidraulicidade não deverá ter influenciado de forma significativa a evolução do custo médio de aquisição face ao previsto, tendo em conta que o valor do índice de produtividade hidroelétrica situou-se próximo da unidade. Observa-se igualmente que a produção em regime especial foi maior do que o previsto. Contudo, o impacto deste último fator na contenção da evolução do preço de energia elétrica 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 custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2011

	Tarifas 2011 implícita nas previsões	2011 real
Carvão (EUR/ton)	71,0	87,7
Petróleo - Brent (EUR/bbl)	62,4	80,6
Índice de Produtibilidade hidroelétrica	1,00	0,92
Produção PRE Portugal GWh	16 331	18 182

Dados: Reuters, REN

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 2011 a repercutir nas tarifas de 2013 é de -81 286 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
		2011
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	1 529 278
+	Custo com a aquisição de energia elétrica através de contratos bilaterais	
+	Custo com a aquisição de energia elétrica nos mercados organizados	506 335
+	Custo com a aquisição de energia elétrica através de leilões	0
+	Outros custos	25 388
+	Custos com a aquisição a de energia elétrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	997 555
+	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	14 765
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	0
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	1 544 043
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida aditividade e sobreproveito	1 315 464
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em 2011	-228 578
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2013 $[(D) \times (1 + i_{2011}^E) \times (1 + i_{2012}^E)]$	-244 123
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2011 calculado em 2012 e atualizados para 2013	-162 838
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em 2011 atualizado para 2013	-81 286
i_{2011}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2011 acrescida de spread	4,008%
i_{2012}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2012 acrescida de spread	2,685%

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 2011 ocorreu um desvio na ordem dos 724 milhares de euros. Este desvio atualizado para 2013 atinge o montante de 773 milhares de euros.

Quadro 2-33 - Desvio da aditividade tarifária

		Unidade: 10 ³ EUR
		2011
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	3 619 014
+	Energia	1 315 677
+	Uso Global do Sistema	1 115 999
+	Uso da Rede de Transporte	156 041
+	Uso da Rede de Distribuição	891 353
+	Comercialização	86 939
B	Proveitos que resultam da faturação	3 566 009
C	Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória	53 729
D	Desvio da aditividade tarifária (A) - (B)	-724
i_{2011}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2011 acrescida de spread	4,008%
i_{2012}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2012 acrescida de spread	2,685%
E	Desvio da aditividade tarifária atualizado para 2013	-773

2.8 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 2-34 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2011 definidos em 2010, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2011, com base nos valores verificados em 2011. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos faturados em 2011 e os proveitos permitidos calculados em 2011 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2013.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2011 no Continente

Quadro 2-34 - Proveitos permitidos em 2011 e ajustamento em 2013

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2011, definidos em 2010 (tarifas 2011)	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais	Défice tarifário ao abrigo do DL 165/2009	Proveitos Efectivamente facturados em 2011	Proveitos a proporcionar em 2011, definidos em 2012	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio [1]	Desvio actualizado para 2013	Incentivos aceites a posteriori	Ajustamento provisório calculado em 2011 actualizado para 2013	Ajustamento a repercutir em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (2)+(4)-(5)-(6)	(8) = (7) x (1+2011)x(1+2012)	(9)	(10)	(11) = (8) - (9) - (10)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	299 839			299 839	296 594	2 665	581	620		14 596	-13 975
Proveitos permitidos à REN Trading	299 839	0	0	299 839	296 594	2 665	581	620		14 596	-13 975
Gestão Global do Sistema (GGS)	555 341			528 277	556 223	0	-27 946	-29 846		-3 213	-26 633
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	289 180			272 084	285 072		-12 988	-13 871	564		-14 435
Proveitos permitidos à REN	844 521	0	0	800 362	841 295	0	-40 933	-43 717	564	-3 213	-41 068
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	1 088 477			1 826 682	1 852 585	0	-25 903	-27 665			-27 665
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 225 614			1 188 484	1 191 036	2 081	-4 633	-4 948			-4 948
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	2 314 091	0	0	3 015 166	3 043 621	2 081	-30 536	-32 613	0	0	-32 613
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 920 013	0	445 870	2 348 699	2 739 683	0	-392 431	-419 119		-273 773	-145 347
Sobrecusto da PRE	1 033 235	0	0	1 033 235	1 196 364		-163 129	-174 223		-110 935	-63 288
CVEE	886 778	0	445 870	1 315 464	1 544 043		-228 578	-244 123		-162 838	-81 286
Ajustamento da aditividade tarifária					-724		-724	-773			-773
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)				2 163 605	2 163 605	0	0	0			0
Comercialização (C)	85 987	-2 467		86 939	88 373		-3 901	-4 166			-4 166
Proveitos permitidos à EDP SU	2 006 000	-2 467	445 870	4 599 244	4 991 661	0	-396 332	-423 286	0	-273 773	-149 513
Total no continente						4 745	-467 221	-498 995	564	-262 390	-237 169

3 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Neste capítulo comparam-se os custos e os proveitos verificados no ano de 2011 com os valores que tinham sido previstos em 2010 para a determinação das tarifas de energia elétrica em 2011. Esta análise tem por objetivo não só avaliar o desempenho da EDA, mas também determinar para cada atividade, o ajustamento relativo ao ano de 2011 a repercutir nas tarifas de 2013, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

O ano de 2011 foi o 3º 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 2011 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 2011, 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 2013 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2011, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 108 994 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 2011, de 115 033 milhares de euros, adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de -1 193 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 - 784 milhares de euros. Este desvio é atualizado para 2013 aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2011, acrescida de *spread* de 2,5% e EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2012, acrescida de *spread* de 1,5%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2011 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 2011, no montante de 74 791 milhares de euros;
- Compensação pela convergência tarifária de 29 975 milhares de euros;
- Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA, no montante de 4 229 milhares de euros;

O Quadro 3-1 permite comparar os valores verificados em 2011 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2011 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2013.

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

		2011	Tarifas 2011	Diferença 2011 - Tarifas 2011	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIA	22.311	20.147	2.164	10,7%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11.516	12.714	-1.198	-9,4%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	163.274	173.565	-10.291	-5,9%
d	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	7,56	7,56		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	39.468	39.977	-509	-1,3%
f	Custos com o fuel aceites pela ERSE	59.407	57.859	1.548	2,7%
g	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	4.830	5.859	-1.028	-17,6%
h	Custos com a promoção do desempenho ambiental	33	68	-35	-51,6%
i	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	25.215	25.215	0	0,0%
1	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	115.033	112.814	2.997	2,7%
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	74.791			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	29.975			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	4.229			
5	Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	108.994			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-1.193			
7	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, no ano t-2	-784			
8	Desvio de 2011	-6.447			
9	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2011 + spread	4,508%			
10	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012 + spread	2,685%			
11	Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a 2011	-6.919			

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 10,7%. Tal é explicado pelo aumento das quantidades adquiridas. A energia adquirida a microprodutores apresentou um custo unitário relativamente mais elevado, mas as quantidades adquiridas apresentam pouca expressão. O custo unitário de aquisição das energias renováveis apresenta um decréscimo de 0,6% 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)		
	2011	T2011	Δ%	2011	T2011	Δ%	2011	T2011	Δ%
Hídrica	32 989	21 550	53,1%	88,39	89,00	-0,7%	2 916	1 918	52,0%
Geotérmica	185 631	178 704	3,9%	88,40	89,00	-0,7%	16 410	15 905	3,2%
Eólica	32 980	25 908	27,3%	88,12	89,00	-1,0%	2 906	2 306	26,0%
Térmica	100	88	13,6%	89,43	89,00	0,5%	9	8	14,1%
Biogás	324	123	164,7%	89,43	89,00	0,5%	29	11	166,0%
Microgeração									
Éolica	8			283,52			2		
Fotovoltaica	99			376,00			37		
Outros	6			261,49			2		
Total	252 138	226 373	11,4%	88,49	89,00	-0,6%	22 311	20 147	10,7%

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

	2011 em 2010 EDA	Tarifas 2011	2011 EDA real	2011 ERSE real	2011 EDA real/ Tarifas 2011	2011 ERSE real/ Tarifas 2011	2011 EDA real/ 2011 em 2010 EDA
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = [(3) - (2)] / (2)	(6) = [(4) - (2)] / (2)	(7) = [(3) - (1)] / (1)
	10 ³ EUR				%		
Fuelóleo	65 094	57 859	60 213	58 923	4,1%	1,8%	-7,5%
Gasóleo	14 444	14 444	14 083	14 083	-2,5%	-2,5%	-2,5%
Total	79 537	72 303	74 296	73 006	2,8%	1,0%	-6,6%

Observa-se que, em 2011 (“2011 ERSE real”), os custos com os combustíveis foram superiores aos previstos nas Tarifas 2011 em apenas 1,0% (703 mil de euros).

Os custos do fuelóleo aceites pela ERSE, para o ano de 2011, 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 3-4 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

Quadro 3-4 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais

2011	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €t	Custo Unitário (c/ adição de gasóleo) €t	Consumo real t	Custos eficientes de descarga e armazenamento m€	Custos eficientes m€	Custo real m€	Custos não aceites m€
São Miguel	498,271	498,271	47 620	1 379	25 107	25 333	-227
Terceira	498,271	498,271	40 842	2 264	22 614	22 893	-279
São Jorge	0,000	0,000	0	0	0	0	0
Pico	498,271	532,117	8 946	567	5 327	5 681	-354
Faial	498,271	529,765	10 186	479	5 875	6 305	-431
Total			107 594	4 688	58 923	60 213	-1 290

O custo do fuelóleo aceite para efeito de ajustamento inclui ainda o custo do transporte do fuelóleo entre ilhas. A determinação deste custo é apresentada no Quadro 3-5.

Quadro 3-5 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2011		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total m€
Central Termoeléctrica SMG	47 866	3,91	187
Central Termoeléctrica TER	40 745	4,34	177
Central Termoeléctrica PIC	8 958	6,52	58
Central Termoeléctrica FAI	10 303	6,03	62
Total			485

3.1.2.1 LICENÇAS DE CO₂

Em 2011, os custos associados às licenças utilizadas de CO₂ atingiram os 4 659 milhares de euros correspondendo à utilização de 337,3 kton de CO₂. O quadro seguinte evidencia a movimentação das licenças de CO₂ durante o ano de 2011.

Quadro 3-6 - Movimentos das licenças de CO₂

	Quantidade (Kton)	Valor unitário (EUR/ton)	Valor 10 ³ EUR
Licenças atribuídas	477,9	13,90	6 643
Licenças adquiridas	0,0	0,00	0
Licenças utilizadas	337,3	13,90	4 659
do ano anterior	27,1	12,83	347
atribuídas no ano	310,2	13,90	4 312
adquiridas no ano		0,00	0
Licenças vendidas	96,0	12,83	1 232

O ano de 2011 foi o terceiro 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 perdas de cerca de 13 644 euros, partilhados a 50% entre consumidores e empresa. As vendas de licenças de CO₂ consideradas por aplicação deste mecanismo ascendem a 749 milhares de euros. Acresce ainda a este último valor, uma penalização de cerca de 35 mil euros pelo facto de não ter sido cumprido o limite máximo de quantidades estabelecidas no mecanismo de incentivo.

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 3-7. Este desvio resulta do facto de, em 2011, as licenças de CO₂ utilizadas pela EDA terem sido bastante inferiores às previstas nas tarifas de 2011.

Quadro 3-7 - Outros proveitos da AGS

	2011	Tarifas 2011	Diferença 2011 - Tarifas 2011	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	0	0	0	-
Outros Proveitos Operacionais	4 830	5 859	-1 028	-17,6%
Total	4 830	5 859	-1 028	-17,6%

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 2011, este ajustamento foi de -1 193 milhares de euros.

Quadro 3-8 - Calculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

		Unidade: 10 ³ EUR
		2011
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	105.010
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	74.791
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	23.339
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	1.990
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	6.083
6=1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-1.193

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 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2011, 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 2011.

O Quadro 3-9 permite comparar os valores verificados em 2011 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2011 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2013.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2011 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-9 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

	2011	Tarifas 2011	Diferença	
			2011 - Tarifas 2011	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Componente variável unitária dos proveitos em AT/MT, em Euros por kWh	0,019599	0,019599	0,000000	0,0%
Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição em AT/MT (MWh)	803.694	839.809	-36.115	-4,3%
Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh	0,040716	0,040716	0,000000	0,0%
Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição em BT (MWh)	483.199	500.318	-17.118	-3,4%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	47	176	-130	-73,6%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	19	19	0	0,0%
Custos decorrentes de obrigações regulamentares ocorridos t-2	0			
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	167	167	0	0,0%
1 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	35.323	36.858	-130	-0,4%
2 taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2011 + spread	4,508%			
3 taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012 + spread	2,685%			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,019599	0,019599	0,000000	0,0%
Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	803.694	839.809	-36.115	-4,3%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	17	121	-104	-86,4%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	10	10	0	0,0%
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em AT e MT relativos ao ano t-2	75	75	0	0,0%
4 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT	15.703	16.515	-812	-4,9%
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	3.706			
6 Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em AT/MT	4.871			
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	687			
8 Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT	9.264			
9 Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT e MT, relativos a 2011	-6.910			
Reposição do desvio de quantidades em MT	991			
Reposição do desvio de quantidades em MT, actualizado para 2013	1.063			
10 Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT e MT, relativos a 2011, corrigido do desvio de quantidades	-7.973			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,040716	0,040716	0,000000	0,0%
Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	483.199	500.318	-17.118	-3,4%
Custos com a promoção do desempenho ambiental	30	55	-25	-45,7%
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	0			
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	92	92	0	0,0%
11 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	19.620	20.342	-722	-3,6%
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	19.633			
13 Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	6.095			
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	860			
15 Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	26.588			
16 Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2011	7.478			
Reposição do desvio de quantidades em BT	980			
Reposição do desvio de quantidades em BT, actualizado para 2013	1.051			
17 Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2011, corrigido do desvio de quantidades	6.427			

3.2.1 ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2011, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA caiu cerca de 1,0% relativamente a 2010.

O Quadro 3-10 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2011, que se situaram em -4,3% e em -3,4%, respetivamente.

Quadro 3-10 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unid: MWh

	Real 2011	Tarifas 2011	Diferença 2011 - Tarifas 2011	
			10 ³ EUR	%
Redes de MT	803 694	839 809	-36 115	-4,3%
Redes de BT	483 199	500 318	-17 118	-3,4%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para BT é de 7,13.

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 2011 gerou uma diminuição dos proveitos obtidos pela aplicação da componente variável unitária dos proveitos de cerca de 3,9 milhões de euros (Quadro 3-11).

Quadro 3-11 - Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros e reposição do desvio das quantidades

		Cálculo das tarifas de 2011	Cálculo das tarifas de 2013	Diferença	Diferença em %
		2011	2011	2011	2011
		<i>i</i>	<i>ii</i>		
(1)	Energia distribuída (MWh)				
	MT	904 811	803 694	-101 118	-11,2%
	BT	531 324	483 199	-48 125	-9,1%
(2)	Parâmetros (€/MWh)				
	MT	20,211	19,599	-0,613	-3,0%
	BT	42,051	40,716	-1,335	-3,2%
[(1)*(2)/1000]	Proveitos por energia entregue (Mil EUR)	40 630	35 425	-5 205	-12,8%
	MT	18 287	15 751	-2 536	-13,9%
	BT	22 342	19 674	-2 669	-11,9%
[[$(1_i)-(1_{ii})$]/2*(2_{ii})/1000]	Reposição do desvio de quantidades (Mil EUR)		1971		
	MT		991		
	BT		980		

Face à evolução da procura de eletricidade e após a ponderação de várias alternativas optou-se por adotar para os proveitos de 2011 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.

O valor apurado relativo à reposição do desvio de quantidades na atividade de DEE ascende a 1 971 milhares de euros, sendo 991 milhares de euros em AT/MT e 980 milhares de euros em BT. Estes montantes são atualizados para 2013 através da aplicação da taxa de juro EURIBOR a doze meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2011 e da aplicação da taxa de juro EURIBOR a doze meses média, determinada tendo por base os valores diários até 15 de novembro 2012, acrescida de um *spread* de 2,5 p.p. em 2011 e 1,5 p.p. em 2012.

3.2.2 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

O valor previsto nas tarifas de 2011 para os custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA) foi de 176 milhares euros. A ERSE aceitou para 2011, 46,5 mil euros, conforme apresentado no Quadro 3-12. A justificação do valor aceite encontra-se no documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Elétrico – Análise dos relatórios de execução de 2011”.

Quadro 3-12 - Custos aceites do PPDA executado

Unidades: Milhares de EUR

Empresas - Medidas	MT	BT	Total de custos para tarifas
Distribuição	16,51	30,00	46,51
Integração paisagística da rede BT e MT	0,00	30,00	30,00
SGA na exploração da distribuição	5,00	0,00	5,00
Medidas de correcção à rede de transporte e distribuição	11,51	0,00	11,51

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 2011 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 90.º aos valores realmente verificados em 2011. Esse ajustamento resulta exclusivamente da variação do número médio de clientes relativamente ao estimado.

O Quadro 3-13 permite comparar os valores verificados em 2011 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2011 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2013.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2011 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

	2011	Tarifas 2011	Diferença	
			2011 - Tarifas 2011	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente	467,013	467,013	0,000	0,0%
Número médio de clientes MT da concessionária do transporte e distribuição da RAA	685	684	1	0,1%
Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente	35,342	35,342	0	0,0%
Número médio de clientes BT da concessionária do transporte e distribuição da RAA	120.755	120.594	161	0,1%
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	146			
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	20,036	20	0	0,0%
1 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4.714	4.562	152	0
2 taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2011 + spread	4,508%			
3 taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012 + spread	2,685%			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	467,013	467,013	0,000	0,0%
Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	685	660	25	3,7%
Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	0	0	0	0,0%
Custos decorrentes de obrigações regulamentares ocorridos t-2	145,669			
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-55,282	-55	0	0,0%
4 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	521	364	157	43,2%
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	242			
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	33,8			
8 Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	379			
9 Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a 2011	-152			
Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	35,342	35,342	0,000	0,0%
Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	120.755	120.594	161	0,1%
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	0			
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	75,319	75	0	0,0%
10 Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	4.193	4.187	6	0,1%
11 Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	1.887			
12 Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1.931			
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	273			
14 Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	4.091			
15 Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2011	-109			

O Quadro 3-14 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2009 para cálculo das tarifas de 2010 e o número ocorrido em 2011.

Quadro 3-14 - Número médio de clientes

	Real 2011	Tarifas 2011	Diferença 2011 - Tarifas 2011	
			10 ³ EUR	%
Clientes MT	685	684	1	0,1%
Clientes BT	120 755	120 594	161	0,1%
Total	121 440	121 278	162	0,1%

3.4 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Da análise do Quadro 3-15 verifica-se que, os proveitos permitidos recalculados no ano 2012, com base em valores verificados em 2011, foram superiores aos proveitos permitidos a proporcionar em 2011 definidos em 2010 em cerca de 1,8%.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2011 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 3-15 - Proveitos permitidos em 2011 e ajustamento em 2013, na RAA

	Proveitos a proporcionar em 2011, definidos em 2010 (Tarifas 2011)	Proveitos recuperados em 2011, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2011	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 2011, definidos em 2012	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2013	Reposição do desvio de quantidades	Reposição do desvio de quantidades, atualizado para 2013	Ajustamento a repercutir em 2013, corrigido do desvio de quantidades
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	$(8) = \frac{[(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)]}{(1++spread) \times (1++spread)}$	(9)	$(10) = (9) \times (1++spread) \times (1++spread)$	$(11) = (9) - (10)$
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112.814	74.791	29.975	4.229	-784	115.033	-1.193	-6.919			-6.919
Distribuição de Energia Elétrica	36.858	23.339	10.966	1.547		35.323		568	1.971	2.115	-1.547
Comercialização de Energia Elétrica	4.562	1.990	2.173	307		4.714		-262			-262
Proveitos permitidos à EDA	154.233	100.120	43.114	6.083	-784	155.070	-1.193	-6.612	1.971	2.115	-8.727

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (148 908 milhares de euros) durante 2011 pela EDA, são inferiores ao previsto (154 233 milhares de euros) em cerca de 3,5%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2011 são cerca de 1,8% superiores aos calculados para Tarifas 2011, o desvio de 2011 atinge os -6 612 milhares de euros.

O ajustamento a receber pela EDA em 2013 relativamente ao ano de 2011 atualizado para 2013 aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada em valores diários de 2011, acrescida de *spread* de 2,5% e EURIBOR a doze meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2012, acrescida de *spread* de 1,5%, será de -8 727¹⁵ milhares de euros.

¹⁵ Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

4 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No presente capítulo é calculado o ajustamento relativo a 2011 a repercutir nas tarifas de 2013, 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 2011 e os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas para 2011.

O ano de 2011, na Região Autónoma da Madeira, é o último ano do período regulatório em vigor, no qual foram introduzidas alterações na 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, 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 2011, a repercutir em 2013, tendo-se apurado o valor de - 5 516 milhares de euros¹⁶. São apresentados igualmente, os parâmetros definidos para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2011.

O desvio de -5 140 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -24 385 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2011 por aplicação das tarifas no Continente (85 406 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2011, definidos em 2012 (109 791 milhares de euros).
- +14 406 milhares de euros referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- +4 238 milhares de euros relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- -1 717 mil euros referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- +2 318 milhares de euros referentes ao proveito da gestão das licenças de emissão de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização.

¹⁶ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

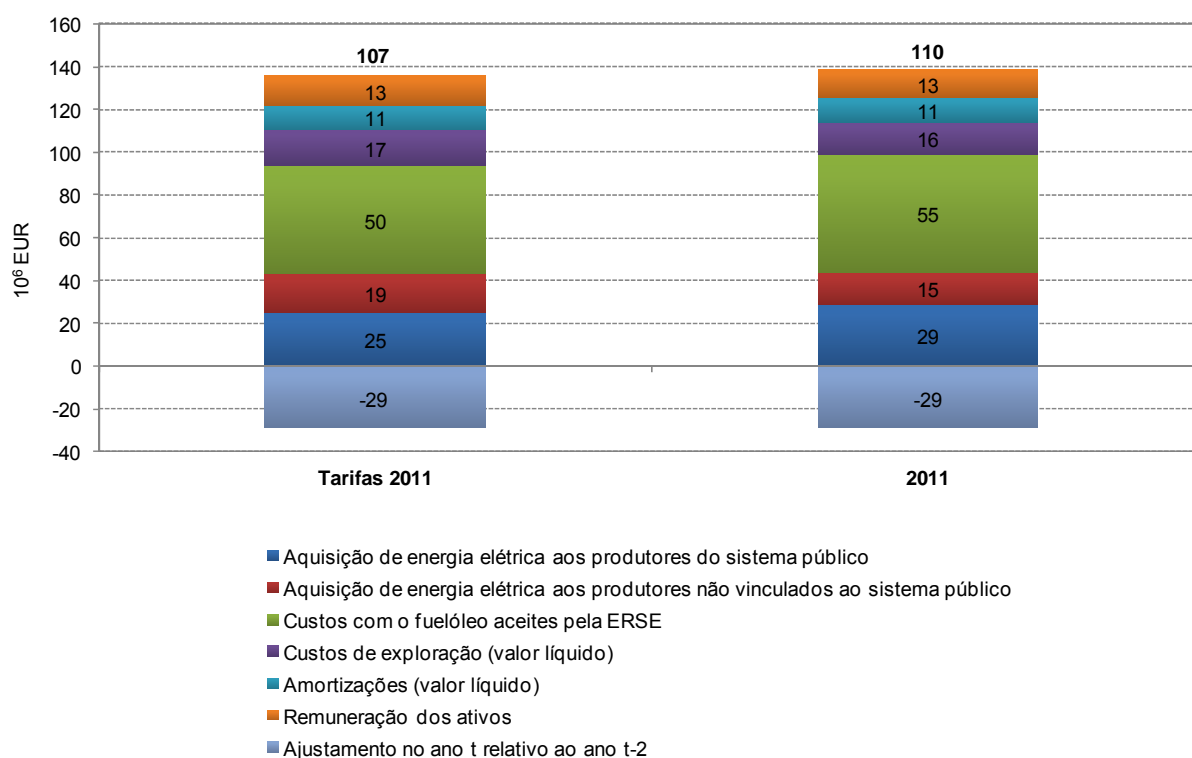
Ajustamentos referentes a 2011 na Região Autónoma da Madeira

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

		2011	Tarifas 2011	Diferença 2011 - Tarifas 2011	
		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	11 093	11 467	-373	-3,3%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	173 873	175 654	-1 781	-1,0%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	7,56%	7,56%	0 p.p.	
d	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	28 593	24 865	3 728	15,0%
e	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	15 413	18 503	-3 090	-16,7%
f	Custos anuais de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	15 582	17 185	-1 603	-9,3%
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	54 712	50 098	4 614	9,2%
h	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	23	0	23	
i	Custos com a promoção do desempenho ambiental	15	15	0	-0,2%
j	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	28 740	28 739	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	109 791	106 674	3 117	2,9%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	85 406			
3	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	14 406			
4	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	4 238			
5	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	-1 717			
6	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização	-2 318			
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2011, + 2,5 pp	4,508%			
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, + 1,5 pp	2,685%			
$9 = [2 + 3 + 4 - (1 + 6 - 5)] \cdot [1 + (7/100)] \cdot [1 + (8/100)]$	Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano de 2011	-5 516			

Na Figura 4-1 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2011 como em Tarifas de 2011, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

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.

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 remunerar¹⁷

Unidade: 10³ EUR

	2011 (1)	Tarifas 2011 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	4 653	43 282	-89,2%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	427 440	427 995	
Investimento Direto	1 453	2 087	
Transferências para Exploração	3 707	9 670	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	432 600	439 751	-1,6%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	226 865	227 628	
Amortizações do Exercício	14 348	14 790	
Regularizações	-452	0	
Saldo Final (4)	240 761	242 419	-0,7%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	22 739	23 200	
Comparticipações do ano	2 443	3 314	
Amortização do ano	3 255	3 324	
Saldo Final (6)	21 928	23 191	-5,4%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2010 (7) = (1) - (3) - (5)	177 835	177 166	0,4%
Valor de 2011 (8) = (2) - (4) - (6)	169 910	174 141	-2,4%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	173 873	175 654	-1,0%

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 do custo total da aquisição de energia elétrica a outros produtores do SPM resulta, sobretudo, do acréscimo do preço médio desta energia face aos valores de tarifas para 2011.

¹⁷ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

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

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011-Tarifas 2011)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	193 340	192 000	1 340	0,7%
Preço Médio (€/MWh)	147,9	129,5	18	14,2%
Custo Total (10³ EUR)	28 593	24 865	3 728	15,0%

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 2011 com os aceites para tarifas para 2011. O decréscimo do custo de aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial resulta do decréscimo do preço médio desta energia, conjugado com o decréscimo nas quantidades adquiridas, face aos valores de tarifas para 2011.

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

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011-Tarifas 2011)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	128 926	141 653	-12 727	-9,0%
Preço Médio (€/MWh)	119,6	130,6	-11	-8,5%
Custo Total (10³ EUR)	15 413	18 503	-3 090	-16,7%

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 2011 com os valores das tarifas para 2011. Globalmente, assistiu-se a um decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica ao SIM, de cerca de 17%, explicado quer pela diminuição das quantidades adquiridas, quer pela queda no preço médio da aquisição de energia elétrica ao SIM. Refira-se que tanto a diminuição verificada nas quantidades (9%), como no preço médio de aquisição de energia elétrica (8,5%) resultam da energia de origem eólica e sobretudo da energia proveniente de outras fontes adquirida pela empresa em regime especial.

Quadro 4-5 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2011					Tarifas 2011					Variação 2011/Tarifas 2011		
	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	124 537	4 389	128 926	15 413	119,6	137 138	4 515	141 653	18 503	130,6	-9,0%	-16,7%	-8,5%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	5 112	0	5 112	542	106,1	4 500	0	4 500	467	103,8	13,6%	16,2%	2,2%
Eólica	71 486	967	72 452	6 086	84,0	73 000	1 100	74 100	6 335	85,5	-2,2%	-3,9%	-1,7%
Geotérmica													
Outros	47 939	3 422	51 361	8 785	171,0	59 638	3 415	63 053	11 701	185,6	-18,5%	-24,9%	-7,8%
RSU	34 270	0	34 270	2 810	82,0								
Fotovoltaica	11 750	3 346	15 097	4 870	322,6								
Microprodução	1 919	76	1 995	1 104	553,6								

4.1.3 CUSTOS COM OS COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição de combustíveis têm assumido um peso importante nos custos totais de produção de energia elétrica da EEM. Registe-se que a quase totalidade dos custos com combustíveis diz respeito a custos com fuelóleo.

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 2011 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⁾	54 712	50 098	4 614	9,2%	106 854	119 078	-12 224	-10,3%	512	421	21,7%
Gasóleo	1 407	865	543	62,8%	1 995	1 450	545	37,6%	705	596	18,3%
Óleo + Amónia + Biofuel	1 415	1 771	-356	-20,1%	1 233	2 886	-1 654	-57,3%	1 148	613	87,1%

O custo total com gasóleo verificado foi superior ao previsto motivado, tanto pelo aumento do custo unitário, como pelas quantidades consumidas, face aos valores previstos.

Relativamente aos custos incorridos com óleo, amónia e biofuel, estes registaram uma quebra decorrente da diminuição significativa das quantidades consumidas face aos montantes previstos.

Os custos com o fuelóleo foram superiores ao previsto, explicados pelo aumento do custo unitário. Acresce que os custos aceites pela ERSE, para o ano de 2011, 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 2011 (t)	Custos totais		Custos unitários		
			Custos aceites de descarga e armazenamento €	Custos aceites 2011 €	Custo real €/t	Custo aceite €/t	desvio
Madeira	495,881	100 207	1 682 476	51 373 174	496,42	512,67	3,3%
Porto Santo	495,881	6 647	43 206	3 339 323	549,12	502,38	-8,5%
EEM	495,881	106 854	1 725 681	54 712 497	499,70	512,03	2,5%

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 2 318 milhares de euros.

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 2011, a ERSE considerou os valores aceites em Tarifas para 2010, sobre os quais incidiu o valor da inflação prevista para 2011 (+2,0%) e impôs uma eficiência de 1% nos custos controláveis da EEM¹⁸, 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 controláveis¹⁹ aceites pela ERSE para o cálculo do ajustamento de 2011 não podem ser superiores aos valores definidos para tarifas em 2011.

Os valores de custos de exploração controláveis apresentados pela EEM como valores ocorridos em 2011 são superiores aos estipulados para as tarifas de 2011. Como tal, a ERSE considerou como custos controláveis os valores anteriormente aceites para as tarifas de 2011, corrigidos da inflação verificada

¹⁸ Com exceção dos Custos com pessoal.

¹⁹ Materiais diversos, Fornecimentos e Serviços Externos, Custos com pessoal e Outros custos operacionais.

em 2011 (+0,7%). Ao valor dos FSE apurados através da metodologia descrita anteriormente foi adicionado o valor da frota automóvel (+98 milhares de euros), bem como os custos com a gestão das licenças de CO₂ e comissões pelas transações das mesmas (+50 milhares de euros).

A exceção à aplicação da metodologia apresentada é verificada na rubrica Custos com Pessoal. A rubrica Custos com pessoal de 2011 foi calculada tendo em conta a metodologia utilizada pela ERSE para apuramento destes custos em cada processo de cálculo das tarifas e tendo em consideração o cumprimento pela EEM das medidas de redução remuneratória contidas no Orçamento de Estado de 2011, que visam a redução global média de 5% nas remunerações dos colaboradores das Empresas Públicas. Assim:

- A remuneração por efetivo de 2011, foi obtida através do quociente entre a remuneração total em 2011 e o número de efetivos da empresa no início do ano. Pela mesma razão, não foi considerado o acréscimo anual nas remunerações por efetivo acima do valor da taxa de inflação em 1,5 pontos percentuais, tal como considerado nos últimos anos.
- Não foi considerado qualquer montante de gastos com pensões, na medida em que estes foram nulos em 2011, motivados pelo ajustamento do estudo atuarial realizado pelo Banif Açor pensões às medidas do Orçamento de Estado de 2011.
- O valor de encargos aceite foi obtido aplicando a percentagem dos encargos com as remunerações verificadas (27,7%), aos novos valores de remunerações considerados pela ERSE.

Após a obtenção do novo valor de custo com pessoal, é apurado um novo custo com pessoal de exploração, utilizando o valor de custo com pessoal afeto ao investimento ocorrido em 2011. Uma vez que o novo valor apurado de custos com pessoal, segundo a metodologia apresentada anteriormente, é superior ao valor verificado em AGS, o valor de custo com pessoal de exploração, aceite pela ERSE, corresponde ao incorrido pela EEM.

Globalmente, o valor dos custos de exploração da EEM apresenta uma quebra entre os valores verificados e os valores aceites nas tarifas para 2011, consequência da variação negativa ocorrida ao nível dos custos controláveis - custos com materiais diversos, custos com fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e outros custos operacionais.

O Quadro 4-8 apresenta os custos anuais de exploração afetos à AGS em 2011 por comparação com os valores aceites para tarifas para 2011, apresentando a desagregação das rubricas que compõem os custos controláveis e os outros custos.

Quadro 4-8 - Custos anuais de exploração afetos a AGSUnidade: 10³ EUR

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011-Tarifas 2011)	
			Valor	%
Custos controláveis	12 760	14 550	-1 790	-12,3%
Materiais Diversos	2 144	2 171	-28	-1,3%
Fornecimentos e Serviços Externos ⁽¹⁾	1 694	1 677	17	1,0%
Custos com Pessoal	8 561	10 337	-1 775	-17,2%
Outros Custos Operacionais ⁽²⁾	361	365	-5	-1,3%
Outros custos	2 822	2 635	187	7,1%
Combustíveis, lubrificantes e outros ⁽³⁾	2 822	2 635	187	7,1%
Provisões ⁽⁴⁾	0	0	0	
TOTAL	15 582	17 185	-1 603	-9,3%

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 2011 não havia previsão de valores para proveitos, contudo, em 2011, verificou-se o montante de 23 milhares de euros, referentes, sobretudo, a subsídios à exploração.

4.1.7 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

No processo de tarifas para 2011, o montante total aceite pela ERSE de custos relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) atingiu 320 milhares de euros, sendo que o valor aceite em AGS foi de 15 milhares de euros, correspondendo a cerca de 5% do valor total aceite para efeitos de tarifas na EEM.

Em 2011, o custo aceite pela ERSE no âmbito do PPDA em AGS ascende a 15 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 2011" 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 2011 (“Tarifas 2011”), bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2011 (“2011”), por nível de tensão. O ajustamento de 2011 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2013 é de -3 654 milhares de euros²⁰ resultante de um ajustamento em MT de -1 464 milhares de euros e em BT, de -2 190 milhares de euros.

O desvio de -3 405 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -11 026 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2011 por aplicação das tarifas no Continente (29 128 milhares de euros – MT 2 189 milhares de euros; BT 26 939 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2011, definidos em 2012 (40 154 milhares de euros – MT 19 570 milhares de euros, BT 20 585 milhares de euros).
- +9 742 milhares de euros (MT 17 092 milhares de euros, BT -7 350 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- +1 550 milhares de euros (MT 755 milhares de euros, BT 795 milhares de euros) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- -3 671 milhares de euros (MT -1 832 milhares de euros, BT -1 840 milhares de euros) relativos à reposição do desvio de quantidades.

²⁰ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2011 na Região Autónoma da Madeira

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

		2011	Tarifas 2011	Diferença 2011 - Tarifas 2011	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por kWh	0,022634	0,022634	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	894 820 405	943 594 563	-48 774 159	-5,2%
c	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em MT	191	316	-125	-39,5%
d	Retificação da taxa de remuneração, em MT	13	13	0	
e	Custos ocorridos não previstos para o período de regulação, em MT	364	387		
f	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em MT, relativos ao ano t-2	1 252	1 252	0	0,0%
1 = (a * b) / 1000 + c + d + e - f		19 570	20 822	-1 252	-6,0%
Proveitos Permitted em MT					
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	2 189			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	17 092			
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	755			
5	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2011, + 2,5 pp	4,508%			
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, + 1,5 pp	2,685%			
7 = (2 + 3 + 4 - 1) * [1+(5)/100]*[1+(6)/100]		501			
Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2011, em MT					
8	Reposição do desvio de quantidades em MT	1 832			
9 = 8 * [1+(5)/100]*[1+(6)/100]		1 966			
10 = 7 - 9		-1 464			
Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2011, em MT, corrigido do desvio de quantidades					
a	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh	0,029955	0,029955	0,000000	0,0%
b	Energia elétrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT em kWh	664 976 331	695 136 699	-30 160 368	-4,3%
c	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em BT	113	136	-23	-16,9%
d	Retificação da taxa de remuneração, em BT	5	228	-223	
e	Custos ocorridos não previstos para o período de regulação, em BT	292	5		
f	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em BT, relativos ao ano t-2	-255	-255	0	0,0%
1 = (a * b) / 1000 + c + d + e - f		20 585	21 447	-862	-4,0%
Proveitos Permitted em BT					
2 Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT		26 939			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	-7 350			
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	795			
5	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2011, + 2,5 pp	4,508%			
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, + 1,5 pp	2,685%			
7 = (2 + 3 + 4 - 1) * [1+(5)/100]*[1+(6)/100]		-216			
Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2011, em BT					
8	Reposição do desvio de quantidades em BT	1 840			
9 = 8 * [1+(5)/100]*[1+(6)/100]		1 974			
10 = 7 - 9		-2 190			
Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2011, em BT, corrigido do desvio de quantidades					
Ajustamento em 2013 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, corrigido do desvio de quantidades		-3 654			

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 Permitted das empresas reguladas do sector elétrico em 2013” 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 2011 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-10 - Energia entregue pelas redes de distribuição

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011-Tarifas 2011)	
			kWh	%
Fornecimentos MT	894 820 405	943 594 563	-48 774 159	-5,2%
Fornecimentos BT	664 976 331	695 136 699	-30 160 368	-4,3%

REPOSIÇÃO DO DESVIO DAS QUANTIDADES

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica é regulada por uma metodologia de 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 2011 (decrésimo de 2,4% nos fornecimentos entre 2010 e 2011), justifica o desvio negativo de 2 milhões de euros no valor dos proveitos permitidos obtidos por aplicação da componente variável unitária dos proveitos de 2011 às novas quantidades de energia entregues (Quadro 4-11).

Quadro 4-11 - Proveitos permitidos por aplicação dos parâmetros

		Cálculo das tarifas de	Cálculo das tarifas de	Diferença	Diferença em
		2011	2013		%
		2010	2012	2011	2011
(1)	Energia distribuída (MWh)				
	MT	943 595	894 820	-48 774	-5,2%
	BT	695 137	664 976	-30 160	-4,3%
(2)	Parâmetros (€/MWh)				
	MT	22,634	22,634	0,000	0,0%
	BT	29,955	29,955	0,000	0,0%
[(1)*(2)/1000]	Proveitos Permitidos (10 ³ EUR)	42 181	40 173	-2 007	-4,8%
	MT	21 358	20 254	-1 104	-5,2%
	BT	20 823	19 920	-903	-4,3%

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 2011, 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 capital²¹ representava 58% do total dos proveitos permitidos de 2011, tal como se pode verificar pelo Quadro 4-12.

Quadro 4-12 - Estrutura dos Proveitos Permitidos em Tarifas 2011

Tarifas 2011		
	10 ³ EUR	Peso
Custos com capital	28 520	58,13%
Outros custos aceites	603	1,23%
Custos de exploração líquidos de proveitos	19 935	40,64%
Total de Proveitos Permitidos	49 058	100,00%

²¹ Os quais dependem, numa perspetiva de médio e longo prazo, da evolução da procura.

O valor apurado relativo à reposição do desvio de quantidades na atividade de DEE ascende a 3 671 milhares de euros, sendo que em MT apurou-se um valor de 1 832 milhares de euros e em BT, de 1 840 milhares de euros. Estes montantes são atualizados para 2013 através da aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses média, determinada tendo por base os valores diários em 2011 e em 2012 (até 15 de novembro), acrescida de um *spread* de 2,5 p.p em 2011 e de 1,5 p.p. em 2012.

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.

O investimento total ascende a cerca de 345 milhares de euros em 2011, repartido por investimentos em MT de cerca de 193 milhares de euros e em BT de 152 milhares de euros.

Em 2011, o custo com capital²² decorrente dos investimentos necessários para repor os ativos desta atividade ascende a 591 milhares de euros.

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 669 milhares de euros, a diferença de 66 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 2011, o montante total aceite pela ERSE de custos relativos ao PPDA atingiu 320 milhares de euros, sendo que o valor aceite na DEE foi de 304 milhares de euros, correspondendo a 95% do valor total aceite para efeitos de tarifas na EEM.

Em 2011, o valor dos custos aceites pela ERSE relacionados com o PPDA ascendem a 322 milhares de euros, correspondendo à atividade de DEE 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

²² Remuneração dos ativos e amortizações líquidas das amortizações do imobilizado participativo.

de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2011”.

Quadro 4-13 - Custos aceites dos PPDA executados em 2011, na atividade de DEE

2011	Unidades: 10 ³ EUR		
	MT	BT	DEE
Projecto CEM com a FFUL (EEM)	0	0	0
SGA	11	25	36
Impacte das linhas MT em algumas espécies vulneráveis	25	0	25
Impacte da iluminação pública sobre aves marinhas	0	18	18
Simulador interactivo de campos electromagnéticos	0	0	0
Integração paisagística de redes BT	0	70	70
Integração paisagística de redes MT	155	0	155
Total	191	113	304

4.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Eléctrica 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 2011, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -71 milhares de euros e em BT, de -294 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de -365 milhares de euros²³ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2011 (“2011”) com os valores estimados em 2010 no cálculo das tarifas de 2011 (“Tarifas 2011”), por nível de tensão.

O desvio de -340 milhares de euros (valor sem juros) é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -2 504 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2010 por aplicação das tarifas no Continente (2 295 milhares de euros – MT, 63 milhares de euros, BT 2 232 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2010, definidos em 2010 (4 799 milhares de euros – MT 535 milhares de euros, BT 4 263 milhares de euros).
- +1 978 milhares de euros (MT 385 milhares de euros, BT 1 593 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.

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

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2011 na Região Autónoma da Madeira

- +185 mil de euros (MT 21 mil euros, BT 165 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

		2011	Tarifas 2011	Diferença 2011 - Tarifas 2011	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Componente variável unitária dos proventos em MT, em Euros por cliente	2 019,576	2 019,576	0,00	0,0%
b	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	244	251	-7	-2,9%
c	Retificação da taxa de remuneração em MT	0,03	0,03	0	0,0%
d	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em MT, relativos a t	20	20	0	-1,9%
e	Ajustamento no ano t dos proventos de CEE, em MT, relativos ao ano t-2	-24	-24	0	0,0%
$1 = (a \cdot b) / 1000 + c + d - e$	Proventos Permitidos em MT	535	550	-15	-2,7%
2	Proventos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	63			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	365			
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	21			
5	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2011, + 2,5 pp	4,508%			
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, + 1,5 pp	2,685%			
$7 = (2 + 3 + 4 - 1) \cdot [1 + (5)/100] \cdot [1 + (6)/100]$	Ajustamento em 2013 dos proventos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2011, em MT	-71			
a	Componente variável unitária dos proventos em BT, em Euros por cliente	28,099	28,099	0,00	0,0%
b	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	137 230	135 773	1 457	1,1%
c	Retificação da taxa de remuneração em BT	0,28	0,28	0	0,0%
d	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em BT, relativos a t	178	182	-4	-1,9%
e	Ajustamento no ano t dos proventos de CEE, em BT, relativos ao ano t-2	-229	-229	0	0,0%
$1 = (a \cdot b) / 1000 + c + d - e$	Proventos Permitidos em BT	4 263	4 226	37	0,9%
2	Proventos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	2 232			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1 593			
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	165			
5	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2011, + 2,5 pp	4,508%			
6	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2012, + 1,5 pp	2,685%			
$7 = (2 + 3 + 4 - 1) \cdot [1 + (5)/100] \cdot [1 + (6)/100]$	Ajustamento em 2013 dos proventos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2011, em BT	-294			
	Ajustamento em 2012 dos proventos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	-365			

4.3.1 NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 4-15 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2011 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-15 - Número médio de clientes

	2011	Tarifas 2011	Desvio (2011-Tarifas 2011)	
			Número	%
Cientes MT	244	251	-7	-2,9%
Cientes BT	137 230	135 773	1 457	1,1%
TOTAL	137 473	136 023	1 450	1,1%

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 2011 foram registados cerca de 175 999 contactos, com um custo unitário de €1,12 por contacto, perfazendo um custo total de 198 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 2011, com os proveitos recuperados em 2011 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2011 e com os proveitos de 2011 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2013.

Tendo em conta que, (i) os proveitos recuperados (149 530 milhares de euros²⁴) durante o ano de 2011 pela EEM, são inferiores aos previstos (153 719 milhares de euros) e que (ii) os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2011 (154 744 milhares de euros) são superiores aos de Tarifas 2011, o desvio de 2011 atinge os -5,2 milhões de euros.

O ajustamento a devolver pela EEM em 2013 relativamente ao ano de 2011 atualizado para 2013 aplicando-se as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2011, acrescida de um *spread* de 2,5 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2012, acrescida de *spread* de 1,5 p.p., será de -9,5²⁵ milhões de euros.

²⁴ 149 530 = 116 829 + 26 126 + 5 973 + (-1 717) - (-2.318).

²⁵ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2011 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-16 - Proveitos permitidos em 2011 e ajustamento em 2013

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2011, definidos em 2010 (Tarifas 2011)	Proveitos recuperados em 2011 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2011, definidos em 2012	Convergência Tarifária de 2011	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 2013	Reposição do desvio de quantidades	Reposição do desvio de quantidades, atualizado para 2013	Ajustamento a repercutir em 2013, corrigido do desvio de quantidades
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6) - (7)	(9) = (8) * (1+spread) ² (1+spread)	(10)	(11) = (10) * (1+spread) ² (1+spread)	(12) = (9) - (11)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	106 674	85 406	109 791	14 406	4 238	-1 717	-2 318	-5 140	-5 516	0	0	-5 516
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	42 269	29 128	40 154	9 742	1 550			266	286	3 671	3 940	-3 654
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	4 776	2 295	4 799	1 978	185			-340	-365	0	0	-365
Proveitos permitidos à EEM	153 719	116 829	154 744	26 126	5 973	-1 717	-2 318	-5 214	-5 596	3 671	3 940	-9 535

5 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 NO CONTINENTE

5.1 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Com o fim da atividade de Aquisição de Energia Elétrica 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 2012 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2013, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2014.

5.2 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL

O desvio provisório de 2012 é de -13 317²⁶ 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 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

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 2012

		Unidade: 10 ³ EUR
		2012
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	133 631
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	177 957
3	Ajustamento t-1	14 214
4	Ajustamento t-2	20 293
5	Incentivos CAE e CO _{2,t-1}	3 150
A	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC [(1)-[(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]]	-12 969
i_{2012}^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2012 + spread	2,685%
B	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para 2011	-13 317

²⁶ Um desvio de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

Na sequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, este ajustamento não será refletido nos proveitos permitidos para 2013, transitando para 2014.

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2012 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 2012 pela ERSE, com base em dados verificados até setembro de 2012, comparando-os com os valores previstos no ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2012.

Quadro 5-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2012

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2012 Tarifas 2012	2012 Tarifas 2013	[(2)-(1)]/(1) %
		(1)	(2)	
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	123 915	116 358	-6,1%
(1b)	Turbogás	112 928	111 541	-1,2%
(1)=(1a)+(1b)	Total	236 843	227 899	-3,8%
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	131 038	135 931	3,7%
(2b)	Turbogás	260 258	188 862	-27,4%
(2)=(2a)+(2b)	Total	391 296	324 794	-17,0%
Licenças de CO2				
(3a)	Tejo Energia	-335	5 300	-1680,4%
(3b)	Turbogás	2 873	-1 590	-155,3%
(3)=(3a)+(3b)	Total	2 537	3 710	46,2%
Receitas sem serviços de sistema				
(4a)	Tejo Energia	181 110	194 418	7,3%
(4b)	Turbogás	270 389	166 987	-38,2%
(4)=(4a)+(4b)	Total	451 499	361 406	-20,0%
Receitas com reserva e regulação terciária				
(5a)	Tejo Energia	9 111	13 186	-
(5b)	Turbogás	5 933	7 349	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	15 044	20 535	-
Saldo VPP				
(6a)	Tejo Energia	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	-
Pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE				
(7a)	Tejo Energia	1 455	1 822	25,3%
(7b)	Turbogás	1 335	1 673	25,3%
(7)=(7a)+(7b)	Total	2 790	3 495	25,3%
Outros Custos				
(8a)	Tejo Energia	0	0	-
(8b)	Turbogás	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	65 851	51 807	-21,3%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	101 073	126 150	24,8%
(10)=(9a)+(9b)	Total	166 924	177 957	6,6%

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto em cerca de 6,6%.

Este facto ocorre apesar de, por um lado, as principais rúbricas de custos deverem ser inferiores ao previsto pela ERSE para 2012 e, por outro, as receitas de venda de energia elétrica da central da Tejo Energia deverem ser superiores ao previsto. Porém, estes factos não deverão compensar o impacte

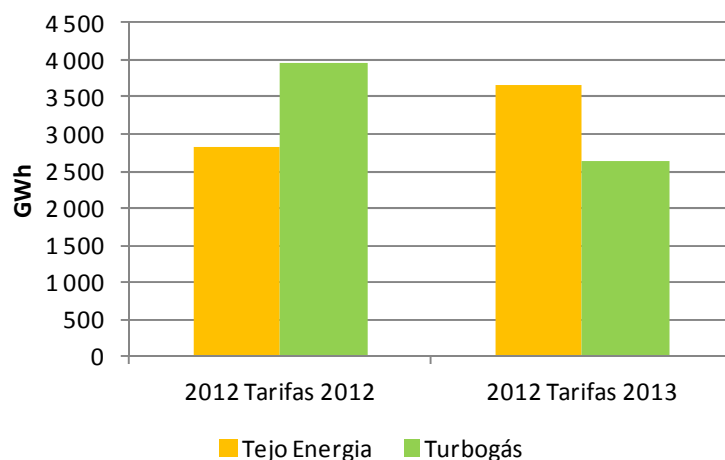
negativo da evolução das vendas de energia elétrica da central da Turbogás no sobrecusto de 2012, que se estima sejam inferiores ao previsto nas tarifas de 2012 em mais de 103 milhões de euros.

No que diz respeito às margens de mercado, calculadas pela diferença entre as receitas unitárias e os custos variáveis, o Quadro 5-3 mostra que deverão ser inferiores ao previsto nas duas centrais, sendo esta tendência mais evidente no caso da central da Tejo Energia.

Quadro 5-3 - Pressupostos considerados

		2012 Tarifas 2012	2012 Tarifas 2013
Tejo Energia	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	51,7	51,5
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u> €/MWh	64,3	56,6
	<u>Custo variável com CO₂</u>	41,1	38,5
Turbogás	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	51,7	51,5
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u> €/MWh	60,6	65,9
	<u>Custo variável com CO₂</u>	62,1	70,8

O menor valor das margens não teve um impacto mais significativo devido ao contributo positivo da produção de energia elétrica destas duas centrais. A produção da central da Tejo Energia deverá ser em 2012 mais elevada do que o previsto. No caso da central da Turbogás, cuja margem de mercado é negativa, a sua produção deverá ser inferior ao previsto.

Figura 5-1 - Quantidades produzidas previstas e estimadas

5.2.2 MECANISMOS DE GESTÃO DOS CAE

A ERSE aceitou as estimativas da REN Trading para o mecanismo de gestão das licenças de CO₂, de cerca de 150 milhares de euros e para o mecanismo de gestão ótima dos CAE que se estima em cerca de 3 milhões de euros. Estas estimativas serão ajustadas aquando da definição das tarifas para 2014.

5.3 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica exercida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.

Em 2011 com a alteração regulamentar procedeu-se ao alargamento da regulação por incentivos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica, para que o risco associado a esta atividade não seja todo suportado pelos consumidores, ao contrário do que se verifica na relação entre os comercializadores de mercado e os seus clientes.

Esta metodologia obrigou a mudanças de várias ordens, como seja, a desagregação da atividade de Aquisição de Energia Elétrica em duas funções: função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial. Esta desagregação teve como principal vantagem a de permitir uma melhor monitorização da atividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica.

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 2013, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

Quadro 5-4 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

	Real		ERSE Tarifas 2013
	2010	2011	2012
+ Energia comprada nos mercados organizados	16 048	9 087	4 998
+ Produção em regime especial	17 983	18 333	18 511
- Perdas na rede de Distribuição	2 942	2 483	2 259
(perdas/fornecimentos)	9,95%	10,21%	10,85%
- Perdas na rede de Transporte	507	358	324
(perdas/fornecimentos)	1,7%	1,5%	1,6%
Total das aquisições	34 031	27 420	23 509

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 custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR para 2012, encontram-se no capítulo 2.3 do documento de “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2013”.

FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

De acordo com o artigo 87º do Regulamento Tarifário publicado pelo Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto, alterado pela Diretiva n.º 6/2011 de 22 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 2012 e a diferença entre os custos estimados de:

- Aquisição a estes produtores e as quantidades previstas adquirir valorizadas a preço de mercado;
- Custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial;

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Ajustamentos referentes a 2012 no Continente

- Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

O desvio de 2012 a repercutir em 2013 é de -264 809 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 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 5-5 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial

		Unidade: 10 ³ EUR
		2012
A	Diferencial da PRE ^{FER} a recuperar em 2012	139 916
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7)]	280 403
1	Compras	1 212 036
2	Vendas	579 900
3	Outros custos	4 949
4	custos de funcionamento	5 290
5	Ajustamento <i>t-1</i>	-22 953
6	Ajustamento <i>t-2</i>	-88 658
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-473 582
C	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2012 (A) - (B)	-140 487
D	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2012 atualizado para 2013 = (C) x (1+ i ₂₀₁₂ ^E)	-144 260
E	Diferencial da PRE ^{FENR} a recuperar em 2012	215 619
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(8) - (9) + (10) + (11) - (12) - (13) + (14) + (15)]	333 016
8	Compras	860 775
9	Vendas	326 513
10	Outros custos	2 752
11	custos de funcionamento	5 290
12	Ajustamento <i>t-1</i>	-85 081
13	Ajustamento <i>t-2</i>	-86 697
14	Cogeração FER	81 383
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-462 449
G	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2012 (E) - (F)	-117 397
H	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2012 atualizado para 2013 = (G) x (1+ i ₂₀₁₂ ^E)	-120 550
I	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2012 a repercutir nos proveitos permitidos de 2013 [(D) + (H)]	-264 809
i ₂₀₁₂ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2012 acrescida de spread	2,685%

FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

De acordo com o artigo 88º do Regulamento Tarifário publicado pelo Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto, alterado pela Diretiva n.º 6/2011 de 22 de dezembro, o ajustamento dos proveitos permitidos da Função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes é dado pela diferença entre os valores previstos faturar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia a clientes finais e os proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da tarifa de energia a clientes finais. De salientar que esta última parcela é a soma dos custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes e de custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1.

O ajustamento referente a 2012 a repercutir nas tarifas de 2013 é de 144 993 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 5-6.

Quadro 5-6 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2012
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	1 277 581
+	Custo médio de aquisição	52,3
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	23 509
+	Desvio por gestão de carteira	4 198
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	43 491
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1	4 277
+	Correção extraordinária referente aos custos de funcionamento 2010	-3 260
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	1 278 598
B	Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais	1 419 800
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2012	141 202
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2013 (C) x (1+ i₂₀₁₂^E)	144 993
i ₂₀₁₂ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2012 acrescida de spread	2,685%

6 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2011 com os valores previstos em 2010 para fixação das tarifas de 2011 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 50 499 GWh situando-se 5,3% abaixo do valor previsto no cálculo das tarifas de 2011.
- O valor real dos fornecimentos totais a clientes atingiu 49 972 GWh, o que significa um decréscimo de 5,2% face à previsão.
- O consumo dos clientes em mercado livre foi de 21 930 GWh, abaixo do valor previsto (-8,8%). No que diz respeito aos fornecimentos do CUR, atingiram 24 579 GWh, o que corresponde a um desvio por defeito de 1,6% em relação à previsão.
- A taxa de perdas²⁷ nas redes de distribuição ficou muito próxima do valor de referência (7,80%), situando-se nos 7,74%.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2011 com os dados previsionais para o balanço de energia elétrica enviados pelas empresas e com os valores correspondentes aceites para o cálculo das tarifas de 2011.

²⁷ Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão

	2011 (real)	Tarifas 2011			Proposta REN para Tarifas 2011		
		GWh	2011 (real - previsto)		GWh	2011 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	50 499 -3,3%	53 324 1,7%	-2 825	-5,3%	53 950 3,5%	-3 450	-6,4%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	661 1,31%	611 1,15%	50		618 1,15%	43	
- Consumos Próprios	13	11	2		11	2	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	49 825 -3,1%	52 702 2,0%	-2 877	-5,5%	53 321 3,5%	-3 496	-6,6%

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

	2011 (real)	Tarifas 2011			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2011		
		GWh	2011 (real - previsto)		GWh	2011 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	49 972	52 702	-2 730	-5,2%	51 748	-1 776	-3,4%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 464 7,74%	3 693 7,80%	-230	-6,2%	3 752 8,07%	-288	-7,7%
- Consumos Próprios	0	0	0		0	0	0,00%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	46 508	49 009	-2 501	-5,1%	47 996	-1 488	-3,1%
Clientes do comercializador de último recurso	24 579	24 972	-393	-1,6%	20 685	3 894	18,8%
MAT	266	197	69	35,0%	0	266	n.a.
AT	1 008	696	311	44,7%	0	1 008	n.a.
MT	2 594	2 654	-60	-2,3%	0	2 594	n.a.
BT	20 710	21 424	-714	-3,3%	20 685	25	0,1%
Clientes no mercado	21 930	24 037	-2 107	-8,8%	27 311	-5 381	-19,7%
MAT	1 508	1 462	47	3,2%	1 511	-3	-0,2%
AT	5 455	5 575	-121	-2,2%	6 307	-852	-13,5%
MT	11 711	12 341	-631	-5,1%	14 298	-2 587	-18,1%
BT	3 256	4 659	-1 403	-30,1%	5 195	-1 939	-37,3%

6.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2011 com os valores previstos em 2010 para fixação das tarifas de 2011 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 822,3 GWh, situando-se 4,3% abaixo do previsto em tarifas de 2011.

- A produção das centrais da EDA atingiu os 587,9 GWh, que representa um decréscimo de 3,8% relativamente a 2010 e um desvio negativo de 9,8% face à previsão para tarifas 2011.
- As aquisições a produtores do SIA aumentaram 5,5% face a 2010, com um desvio positivo de 11,3% relativamente ao previsto para tarifas de 2011, situando-se em 252,0 GWh.
- Os fornecimentos no mercado regulado atingiram 769,2 GWh, que corresponde a um desvio por defeito face à previsão de 3,8%. Por nível de tensão, verifica-se que o desvio na MT é mais acentuada (-4,4%) que na BT (-3,4%). De 2010 para 2011 os fornecimentos caíram cerca de 1%.
- A taxa de perdas foi de 6,7%, valor inferior ao valor previsto em 0,5 pontos percentuais.

Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2010 (real)	2011 (real)	Tarifas 2011 = Proposta EDA		
			MWh	2011 (real - previsto)	
	MWh	MWh		MWh	MWh
Produção					
Centrais da EDA	610 805	587 889	652 020	-64 131	-9,8%
Consumo e perdas nas centrais	18 381	17 750	19 278	-1 528	-7,9%
Emissão própria	592 425	570 139	632 742	-62 602	-9,9%
Outros produtores do SPA	0	0	0	0	
Microgeração	47	113			
Produtores do SIA	238 912	252 025	226 373	25 652	11,3%
Consumo referido à emissão	831 383	822 278	859 115	-36 950	-4,3%
Consumos próprios	1 689	1 517	2 097	-580	
Fornecimentos	776 952	769 240	799 407	-30 167	-3,8%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	776 952	769 240	799 407	-30 167	-3,8%
MT	287 772	286 041	299 089	-13 048	-4,4%
BT	489 181	483 199	500 318	-17 118	-3,4%
Energia saída da rede	778 642	770 757	801 504	-30 747	-3,8%
Perdas na rede	52 742	51 521	57 611	-6 204	-10,8%
Taxa de perdas^[1]	6,79%	6,70%	7,21%		-0,51 p.p.

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

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 2010 e em 2011 e os valores aceites nas tarifas para 2011. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Em 2011, a energia entrada na rede (923,2 GWh) apresenta um decréscimo de 2,5% face ao valor de 2010. As centrais da EEM tiveram uma quebra na produção de 5,5% face a 2010, enquanto a produção não vinculada cresceu 10%. Em relação às previsões para tarifas de 2011, verificam-se desvios de -6,5% e de -9,0% nas centrais da EEM e nas centrais do SIM, respetivamente.
- O consumo referido à emissão registou em 2011 um decréscimo de 2,4% face a 2010 e um desvio de -5,2% comparativamente com as previsões para tarifas de 2011.
- Os fornecimentos no mercado regulado atingiram 843,1 GWh em 2011, que corresponde a um desvio por defeito face à previsão de 5,1%. Por nível de tensão, verifica-se uma diferença muito acentuada entre a previsão e o valor do consumo em AT/MT, da ordem dos -8%, enquanto na BT esta diferença é de -4,3%. De 2010 para 2011, os fornecimentos caíram 2,4%.
- Em 2011, a taxa de perdas na rede situou-se em 9,3%, valor inferior ao valor previsto em 0,1 pontos percentuais.

Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2010 (real)	2011 (real)	$\Delta\%$ 2011/2010	Previsto em 2010 para Tarifas 2011	2011 (real - previsto)	
	MWh	MWh	%	MWh	MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	649 514	613 762	-5,5%	656 082	-42 321	-6,5%
Consumo e perdas nas centrais	15 136	12 802	-15,4%	15 419	-2 617	-17,0%
Emissão própria	634 378	600 960	-5,3%	640 664	-39 704	-6,2%
Outros produtores do SPM	194 854	193 340	-0,8%	192 000	1 340	0,7%
Produtores do SIM	117 194	128 926	10,0%	141 653	-12 727	-9,0%
Total da energia entrada na rede	946 426	923 226	-2,5%	974 316	-51 090	-5,2%
Bombagem	863	563	-34,8%	1 000	-437	-43,7%
Consumo referido à emissão	945 562	922 663	-2,4%	973 316	-50 653	-5,2%
Consumos próprios	974	934	-4,2%	967	-33	-3,4%
Compensação síncrona	0	0				
Fornecimentos	863 508	843 085	-2,4%	888 534	-45 449	-5,1%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0			0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	863 508	843 085	-2,4%	888 534	-45 449	-5,1%
AT/MT	182 533	178 109	-2,4%	193 397	-15 288	-7,9%
BT	680 975	664 976	-2,3%	695 137	-30 160	-4,3%
Energia saída da rede	864 482	844 019	-2,4%	889 501	-45 482	-5,1%
Perdas nas redes	81 080	78 644	-3,0%	83 815	-5 171	-6,2%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	9,4%	9,3%	-0,06 p.p.	9,4%		-0,1 p.p.

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 2011.

A REN Trading enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2011.

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.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-1 - Balanço da REN Trading, S.A. em 2011

ACTIVO	Notas	(Montantes expressos em euros)	
		2011	2010
ACTIVO NÃO CORRENTE:			
Activos fixos tangíveis	5.3	36 871	48 919
Ativos por impostos diferidos	5.4	5 868 874	-
Outras contas a receber	5.7	-	44 685 225
Total do activo não corrente		5 905 745	44 734 144
ACTIVO CORRENTE:			
Inventários	5.5	1 639 665	1 383 753
Clientes		37 500 091	23 098 033
Estado e outros entes públicos		104 123	3 935 560
Accionistas		59 320 000	-
Outras contas a receber	5.7	24 152 556	99 231 321
Diferimentos	5.7	7 722	12 947
Caixa e depósitos bancários		1 351 373	1 033 169
Total do activo corrente		124 075 530	128 694 782
Total do activo		129 981 275	173 428 927
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO			
CAPITAL PRÓPRIO:			
Capital realizado	5.8	50 000	50 000
Prestações Suplementares		2 000 000	-
Reserva legal		19 187	19 187
Resultados transitados		(1 998 234)	316 323
		70 953	385 510
Resultado líquido do período		4 002 139	(2 035 606)
Total do capital próprio		4 073 091	(1 650 096)
PASSIVO:			
PASSIVO NÃO CORRENTE:			
Financiamento obtidos		9 946	19 730
Passivos por impostos diferidos	5.4	66	21 981 247
Total do passivo não corrente		10 012	22 000 976
PASSIVO CORRENTE:			
Fornecedores		15 058 459	10 155 091
Estado e outros entes públicos		1 625 999	27 052
Accionistas		28 772 548	68 675 501
Financiamentos obtidos		9 781	9 497
Outras contas a pagar	5.7	79 309 089	72 589 811
Diferimentos	5.7	1 122 295	1 621 093
Total do passivo corrente		125 898 172	153 078 046
Total do passivo		125 908 184	175 079 022
Total do capital próprio e do passivo		129 981 275	173 428 927

Fonte: REN Trading

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-2 - Demonstração de Resultados da REN Trading, S.A., em 2011

RENDIMENTOS E GASTOS	Notas	(Montantes expressos em euros)	
		2011	2010
Vendas e serviços prestados	5.9	664 283 700	584 199 886
Custos das mercadorias vendidas e das matérias consumidas	5.6	(658 516 283)	(577 354 514)
Fornecimentos e serviços externos	5.11	(573 170)	(663 485)
Gastos com o pessoal	5.12	(468 221)	(647 847)
Outros rendimentos e ganhos		20 258	50 319
Outros gastos e perdas		(30 044)	(21 485)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamentos e impostos		4 716 240	5 562 874
Gastos/reversões de depreciação	5.13	(13 357)	(12 480)
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos)		4 702 882	5 550 394
Juros e rendimentos similares obtidos		713 016	6 268
Juros e gastos similares suportados		(375 218)	(1 612 202)
Resultado antes de impostos		5 040 680	3 944 460
Imposto sobre o rendimento do período	5.4	(1 038 542)	(5 980 065)
Resultado líquido do período		4 002 139	(2 035 605)

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 2011.

A REN enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2011.

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 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-3 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2011

(Montantes expressos em euros)

ACTIVO	Notas	Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
		2011	2010	2011	2010
ACTIVO NÃO CORRENTE:					
Activos intangíveis	3.4	373 002 768	389 654 554	2 235 732 908	2 077 889 208
Activos por impostos diferidos		26 524 537	27 900 923	18 279 642	18 340 785
Benefícios pós-emprego		9 590 422	9 123 785	23 508 671	21 615 859
Outras contas a receber	3.7	45 928 106	5 307 170	11 009 158	53 380
Total do activo não corrente		455 045 834	431 986 431	2 288 530 379	2 117 899 232
ACTIVO CORRENTE:					
Inventários		114 857	114 864	1 101 072	1 093 192
Clientes		58 037 642	73 138 725	28 708 195	6 441 176
Estados e outros entes públicos		42 733	(3 742 329)	2 786 143	5 270 696
Outras contas a receber	3.7	34 743 315	62 827 041	10 031 774	7 919 356
Diferimentos	3.7	109 231	309 422	635 949	701 360
Caixa e depósitos bancários		85 629	113 582	513 249	237 072
Total do activo corrente		93 133 409	132 761 305	43 776 382	21 662 853
Total do activo		548 179 242	564 747 737	2 332 306 761	2 139 562 084
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO					
CAPITAL PRÓPRIO:					
Capital realizado		268 676 944	268 676 944	310 454 184	310 454 184
Reserva legal		1 726 479	1 822 145	10 166 451	6 729 085
Outras reservas		(497 038)	(497 038)	(2 379 609)	(2 379 609)
Resultados transitados		40 087	-	614 920	-
Resultado líquido do período		(11 835 078)	(4 252 161)	92 448 783	71 683 117
Total do capital próprio		258 111 394	265 749 890	411 304 729	386 486 777
PASSIVO:					
PASSIVO NÃO CORRENTE:					
Provisões	3.6	30 966	50 032	4 489 477	4 561 435
Financiamentos obtidos		156 489 302	72 711 065	886 374 967	965 565 612
Outras contas a pagar	3.7	25 554 505	90 502 191	36 131	29 236 681
Benefícios pós-emprego		8 755 212	8 454 482	22 271 744	21 346 594
Diferimentos	3.7	982 612	1 037 799	237 734 162	217 660 060
Subsídios ao investimento		982 612	1 037 799	237 734 162	217 660 060
Passivos por impostos diferidos		43 399 078	10 941 844	14 001 980	31 859 002
Total do passivo não corrente		235 211 675	183 697 413	1 164 908 462	1 270 229 384
PASSIVO CORRENTE:					
Fornecedores		56 035 351	41 225 884	18 990 327	10 292 250
Estado e outros entes públicos		4 440 667	177 900	2 794 334	607 124
Accionistas		65 420 098	57 151 966	370 561 487	168 737 790
Financiamentos obtidos		(168 774 849)	(82 299 123)	170 967 352	119 106 760
Outras contas a pagar	3.7	59 522 624	69 148 112	181 596 287	174 124 081
Diferimentos	3.7	38 212 282	29 895 696	11 183 784	9 977 916
Subsídios ao investimento		55 187	55 187	11 183 784	9 917 307
PPEC		34 318 614	28 296 512	-	-
Rendas de congestionamento das interligações		-	-	-	-
Gestão dos PPDA		27 408	119 656	-	-
Garantia de Potência		2 387 595	-	-	-
Outros		1 423 479	1 424 340	-	60 610
Total do passivo corrente		54 856 173	115 300 435	756 093 570	482 845 922
Total do passivo		290 067 848	298 997 847	1 921 002 032	1 753 075 307
Total do capital próprio e do passivo		548 179 242	564 747 737	2 332 306 761	2 139 562 084

Fonte: REN

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2011

Rendimentos e gastos	Notas	Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
		2011	2010	2011	2010
					Unidade: Euro
Vendas e prestações de serviços	3.9	567 951 733	472 011 862	292 620 260	264 413 627
Tarifas de venda de energia eléctrica		528 277 331	576 889 114	272 084 430	269 164 042
Plano Promoção Eficiência no Consumo		(11 500 000)	(11 208 000)	-	-
Gestão do PPDA		(70 000)	(63 000)	-	-
Garantia de Potência		(2 387 595)	-	-	-
Desvios de anos anteriores (exclui juros)		11 171 671	(30 683 000)	7 889 136	19 820 000
Produtores em regime especial (desvios de reactiva)		350 596	-	-	-
Rendas de congestionamento		1 296 719	1 788 452	789 040	3 204 428
RCI - Compensação Transfronteiriça		-	-	789 040	3 204 428
RCI - Compensação Serviços de Sistema		1 297 016	1 763 158	-	-
Custos com redespacho		(297)	25 294	-	-
Desvio do ano		40 574 474	(64 891 798)	10 911 473	(29 236 681)
Prestação de serviços secundários		238 538	180 095	946 181	1 461 838
Desvio de linhas a pedido de terceiros		-	-	469 707	1 154 819
Outras prestações de serviços		238 538	180 095	476 474	307 019
Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas	3.10	(421 054 311)	(267 198 263)	(82 128)	(47 748)
Sobrecusto da CVEEAC		(299 838 806)	(248 062 000)	-	-
Interruptibilidade		(60 789 100)	(19 136 263)	-	-
Garantia de Potência		(60 426 405)	-	-	-
Consumos de materiais		-	-	(82 128)	(47 748)
Gastos de construção em activos concessionados		508 866	1 122 661	24 719 631	20 828 401
Trabalhos para a própria empresa		508 866	1 122 661	24 719 631	20 828 401
Consumo de inventários		-	-	-	-
Encargos de gestão e de estrutura		357 735	1 070 100	12 638 317	11 663 350
Gastos com empréstimos		151 132	52 562	12 081 314	9 165 052
Fornecimentos e serviços externos	3.11	(13 079 476)	(12 923 282)	(34 886 059)	(40 788 454)
Gastos com o pessoal	3.12	(4 773 820)	(6 199 842)	(20 485 695)	(22 730 187)
Imparidade de dívidas a receber (perdas / reversões)		-	294	-	1 109
Provisões (aumentos / reduções)	3.6	19 066	(32)	71 810	(304 330)
Outros rendimentos e ganhos	3.13	2 694 640	2 629 673	16 837 161	16 325 409
Outros gastos e perdas	3.14	(95 933 210)	(161 683 016)	(2 402 259)	(1 634 180)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamento e impostos		36 333 487	27 760 055	276 392 721	236 063 647
Gastos / reversões de amortização		(20 141 427)	(22 757 996)	(105 489 627)	(96 422 409)
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos)		16 192 060	5 002 059	170 903 094	139 641 238
Juros e rendimentos similares obtidos		12 520	651	43 630	2 235
Rendimentos de imóveis**		-	31 179	-	115 602
Juros e gastos similares suportados		(13 627 034)	(9 940 652)	(51 363 231)	(45 819 955)
		2 577 546	(4 937 942)	119 583 493	93 823 518
Custos e proveitos não aceites para regulação:					
Desvios de anos anteriores - rectificação de estimativas registadas		(5 926 000)	4 056 538	1 381 882	249
Imparidade de dívidas a receber (perdas / reversões) *		(2 650 000)	-	-	-
Resultado antes de impostos		(5 998 455)	(850 225)	120 965 375	93 939 369
Imposto sobre o rendimento do exercício	3.5	(5 836 623)	(3 401 936)	(28 516 592)	(22 256 252)
Resultado líquido do exercício		(11 835 078)	(4 252 161)	92 448 783	71 683 117

* Provisão para cobertura dos juros do défice entre 1 de Janeiro e 14 de Abril de 2008, não recebidos.

** Em 2011 Os rendimentos de imóveis estão registados na rubrica de "Outros rendimentos e ganhos"

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 2011.

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

Quadro 7-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2011

Unidade: milhares de euros

Rubricas	2010	2011
Ativo		
Ativos fixos tangíveis ⁽¹⁾	103.018	94.605
Ativos fixos intangíveis ⁽²⁾	2.366.150	2.316.237
Investimentos financeiros em empresas filiais	105.200	105.343
Ativos financeiros disponíveis para venda	19	18
Ativos por impostos diferidos	389.171	361.117
Clientes	82.698	82.729
Devedores e outros ativos de atividades comerciais	270.086	389.308
Outros devedores e outros ativos ⁽³⁾	2.190	602.189
Total dos Ativos Não Correntes	3.318.532	3.951.546
Inventários	17.370	24.255
Clientes	634.419	576.737
Devedores e outros ativos de atividades comerciais	145.896	123.686
Outros devedores e outros ativos	26.398	52.345
Impostos a receber	5.752	199
Caixa e equivalentes de caixa	788	117
Total dos Ativos Correntes	830.623	777.339
Total do Ativo	4.149.155	4.728.885
Capitais Próprios		
Capital Social	200.000	200.000
Prestações suplementares	95.000	95.000
Reservas e resultados acumulados	63.974	92.394
Resultado líquido do exercício	242.384	221.902
Dividendos antecipados	(115.000)	0
Total dos Capitais Próprios	486.358	609.296
Passivo		
Dívida financeira ⁽³⁾	1.428.272	2.028.325
Benefícios aos empregados	1.332.615	1.227.257
Provisões para riscos e encargos	56.967	59.211
Credores e outros passivos de atividades comerciais	64.650	2.788
Total dos Passivos Não Correntes	2.882.504	3.317.581
Dívida financeira	7.188	12.243
Credores e outros passivos de atividades comerciais	452.625	737.300
Outros credores e outros passivos	307.792	17.412
Impostos a pagar	12.688	35.053
Total dos Passivos Correntes	780.293	802.008
Total do Passivo	3.662.797	4.119.589
Total dos Capitais Próprios e Passivo	4.149.155	4.728.885

⁽¹⁾ Inclui 161 m€ de atividades não reguladas em 2010 e 2011;

⁽²⁾ Inclui 14 277 e 14 054 m€ de atividades não reguladas em 2010 e 2011, respetivamente;

⁽³⁾ Inclui em 2011 600.000 m€ de Suprimentos à EDP SU;

Fonte: EDP Distribuição

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-6 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2011

Unidade: milhares de euros

Rubricas	DFE		CVAI		Total Regulado	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Volume de Negócios	1.334.960	1.201.898	2.098.558	2.176.372	3.433.518	3.378.270
Desvio tarifário do ano	(48.434)	9.201	(13.123)	22.038	(61.557)	31.239
Desvio tarifário anos anteriores	(57.954)	(17.110)	(59.729)	32.188	(117.683)	15.078
Custos com aquisição de acessos	0	0	(2.022.650)	(2.236.391)	(2.022.650)	(2.236.391)
Variação nos inventários e custo das matérias primas e consumíveis	(6.833)	(5.758)	0	0	(6.833)	(5.758)
MARGEM BRUTA	1.221.739	1.188.231	3.056	(5.793)	1.224.795	1.182.438
Outros Proveitos / (Custos) de Exploração	(611.089)	(545.382)	0	0	(611.089)	(545.382)
Outros Proveitos de Exploração	39.587	67.788	0	0	39.587	67.788
Fornecimentos e Serviços Externos ⁽¹⁾	(228.595)	(234.282)	0	0	(228.595)	(234.282)
Custos com Pessoal	(126.613)	(113.809)	0	0	(126.613)	(113.809)
Custos com Benefícios aos Empregados ⁽²⁾	(42.990)	(12.975)	0	0	(42.990)	(12.975)
Outros Custos de Exploração ⁽³⁾	(252.478)	(252.104)	0	0	(252.478)	(252.104)
EBITDA ⁽⁴⁾	610.650	642.849	3.056	(5.793)	613.706	637.056
Provisões do Exercício	(4.594)	(3.061)	0	0	(4.594)	(3.061)
Amortizações do Exercício líquidas de Compensação de Amortizações	(240.895)	(242.992)	0	0	(240.895)	(242.992)
EBIT ⁽⁵⁾	365.161	396.796	3.056	(5.793)	368.217	391.003

⁽¹⁾ Inclui 1.144 e 3.821 m€ relacionados com os PPEC em 2010 e 2011, respetivamente, com dedução dos subsídios exploração de 674 e 2.432 m€, também respetivamente;

⁽²⁾ Em 2010 o valor de 59.308 m€ (Unwinding) foi reclassificado de Custos com Benefícios aos Empregados para Outros Custos Financeiros, de acordo com o político contabilístico adotado em 2011;

⁽³⁾ Inclui 41 e 0,00 m€ relacionados com os PPEC em 2010 e 2011, respetivamente, compensados pelos subsídios exploração de 38 e 0 m€, também respetivamente;

⁽⁴⁾ 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;

⁽⁵⁾ 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 2011.

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 2011

Unidade: milhares de euros

Rubricas	2011	2010
Ativo		
Ativos fixos tangíveis	439	519
Devedores e outros ativos de atividades comerciais	392.929	29.726
Outros devedores e outros ativos	300	300
Total dos Ativos Não Correntes	393.668	30.545
Cientes	502.589	544.814
Devedores e outros ativos de atividades comerciais	791.860	502.584
Outros Devedores e outros ativos	111.822	230.665
Impostos a receber	158.501	94.693
Caixa e equivalentes de caixa	215	57
Total dos Ativos Correntes	1.564.987	1.372.813
Total do Ativo	1.958.655	1.403.358
Capitais Próprios		
Capital	10.100	10.100
Prestações suplementares	95.000	95.000
Reservas e resultados acumulados	(71.196)	(72.127)
Resultado líquido do exercício	5.975	931
Total dos Capitais Próprios	39.879	33.904
Passivo		
Dívida financeira	600.000	-
Benefícios aos empregados	171	145
Provisões para riscos e encargos	885	5.593
Passivos por impostos diferidos	190.555	63.934
Credores e outros passivos de atividades comerciais	12.376	-
Outros credores e outros passivos	76	96
Total dos Passivos Não Correntes	804.063	69.768
Credores e outros passivos de atividades comerciais	901.049	1.122.847
Outros credores e outros passivos	213.599	176.774
Impostos a pagar	65	65
Total dos Passivos Correntes	1.114.713	1.299.686
Total do Passivo	1.918.776	1.369.454
Total dos Capitais Próprios e Passivo	1.958.655	1.403.358

Fonte: EDP Serviço Universal

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-8 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2011

Unidade: milhares de euros

Rubricas	C		CVEE		CVATD		Total Regulado	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Volume de Negócios	103.495	113.517	1.510.352	1.741.409	2.163.605	2.241.214	3.777.453	4.096.140
Custos com Eletricidade			-1.491.005	-1.728.799	-2.163.605	-2.241.214	-3.654.611	-3.970.014
MARGEM BRUTA	103.495	113.517	19.347	12.610			122.842	126.127
Outros Proveitos / (Custos) de Exploração	-97.840	-107.584	-14.646	-13.198			-112.487	-120.781
Outros Proveitos de Exploração	5.723	17.328	3	8			5.726	17.336
Fornecimentos e Serviços Externos	-81.600	-92.590	-12.787	-11.619			-94.388	-104.209
Custos com Pessoal	-598	-510	-1.533	-1.272			-2.131	-1.781
Custos com Benefícios aos Empregados	-19	-27	-50	-67			-69	-95
Outros Custos de Exploração	-21.346	-31.785	-279	-247			-21.625	-32.033
EBITDA¹	5.655	5.933	4.700	-588			10.355	5.345
Provisões do Exercício	4.708	-210					4.708	-210
Amortizações do Exercício	-33	-11	-83	-79			-116	-90
EBIT²	10.330	5.713	4.617	-667			14.947	5.046

¹ O Ebitda representa o resultado líquido do exercício expurgado dos impostos sobre os lucros, dos resultados financeiros, das provisões e das amortizações do exercício.

² O Ebit representa o resultado líquido do exercício expurgado dos impostos sobre os lucros e dos resultados financeiros.

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 2011.

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

Quadro 7-9 - Demonstração de Resultados da EDA em 2011

Rubrica	2011			Total das Atividades Reguladas
	AEEGS	DEE	CEE	
1 Vendas e Serviços Prestados	137.459.192	41.540.408	6.499.157	185.498.757
2 Subsídios à Exploração	2.006	2.401	32.539	36.946
3 Ganhos e Perdas em Subsidiárias, Associadas e Empreendimentos Conjuntos	2.653.845	0	0	2.653.845
4 Variação nos Inventários da Produção	0	0	0	0
5 Trabalhos para a Própria Entidade	1.081.762	8.523.907	225.553	9.831.222
6 Custo das Mercadorias Vendidas e das Matérias Consumidas	101.640.775	5.599.983	18.657	107.259.415
7 Fornecimentos e Serviços Externos	4.347.935	5.602.418	3.395.991	13.346.344
8 Gastos com o Pessoal	11.714.086	10.629.103	3.157.024	25.500.213
9 Imparidade de Inventários (Perdas/Reversões)	9.092	36.632	9	45.733
10 Imparidade de Dívidas a Receber (Perdas/Reversões)	3.402.269	0	191.093	3.593.362
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	117.781	0	0	117.781
14 Outros Rendimentos e Ganhos	3.576.224	893.964	688.858	5.159.046
15 Outros Gastos e Perdas	807.124	615.440	81.880	1.504.443
16 Margem Bruta	35.815.311	31.560.767	6.480.500	73.856.578
17 EBITDA - Resultado Antes de Depreciações, Gastos de Financiamento e Impostos	22.733.967	28.477.104	601.454	51.812.525
18 Gastos/Reversões de Depreciação e de Amortização	13.197.954	8.663.287	418.616	22.279.857
19 Imparidade de Investimentos Depreciáveis/Amortizáveis (Perdas/Reversões)	0	0	0	0
20 EBIT - Resultado Operacional (Antes de Gastos de Financiamento e Impostos)	9.536.013	19.813.817	182.838	29.532.668
21 Juros e Rendimentos Similares Obtidos	532.356	398.403	17.981	948.740
22 Juros e Gastos Similares Suportados	6.131.389	4.576.760	218.913	10.927.063
23 Resultado Antes de Impostos	3.936.980	15.635.460	-18.095	19.554.345
24 Imposto sobre o rendimento do período	3.908.542	96.594	137.457	4.142.593
25 Resultado Líquido do Período	28.438	15.538.866	-155.552	15.411.753

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 2011.

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 2011 E 2012 A REPERCUTIR EM 2013

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 7-10 - Balanço da EEM em 2011

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	375.395.450	197.717.075	175.723.953	1.954.423
Propriedades de investimento	0	-	-	-
Goodwill	0	-	-	-
Activos intangíveis	8.029.998	3.749.354	3.604.434	676.211
Activos biológicos	0	-	-	-
Participações financeiras - Método de equivalência patrimonial	16.262.036	14.688.744	1.455.001	118.291
Participações financeiras - outros métodos	3.481.188	1.077.053	2.071.323	332.812
Clientes	0	-	-	-
Protocolos com Entidades Oficiais	27.464.512	18.077.555	7.318.497	2.068.461
Clientes C/C	0	-	-	-
Accionistas/sócios	0	-	-	-
Outras contas a receber	0	-	-	-
Compensação Tarifária (1998-2002)	4.038.807	2.642.988	1.090.143	305.677
Valor para ajustamento	17.355.564	6.271.998	10.986.199	97.366
Diferimentos	0	-	-	-
Activos por impostos diferidos	5.901.030	(59.904)	5.003.723	957.210
Estado e outros entes públicos - Ajustamento transição	0	-	-	-
	457.928.586	244.164.862	207.253.273	6.510.450
ACTIVO CORRENTE				
Inventários	0	-	-	-
Materiais Diversos	9.269.318	5.781.430	3.483.605	4.283
Matérias Primas	5.085.815	5.085.815	-	-
Activos biológicos	0	-	-	-
Clientes	0	-	-	-
Protocolos com Entidades Oficiais	3.426.047	2.242.413	923.739	259.894
Clientes C/C	76.645.159	55.479.303	20.471.458	694.398
Adiantamentos a fornecedores	0	-	-	-
Estado e outros entes públicos	264.951	79.307	159.944	25.699
Accionistas/sócios	9.815.881	9.815.881	-	-
Outras contas a receber	0	-	-	-
Compensação Tarifária (1998-2002)	13.889.174	9.089.048	3.748.926	1.051.200
Valor para ajustamento	69.667.849	29.036.563	39.894.886	736.399
Outros	11.284.124	7.292.971	3.498.832	492.321
Diferimentos	226.712	118.736	101.395	6.581
Activos financeiros detidos para negociação	0	-	-	-
Outros activos financeiros	2.010.000	1.052.697	898.959	58.344
Activos não correntes detidos para venda	0	-	-	-
Caixa e depósitos bancários	106.400	55.725	47.587	3.088
	201.691.430	125.129.890	73.229.330	3.332.209
TOTAL DO ACTIVO	659.620.015	369.294.752	280.482.604	9.842.659
PASSIVO E CAPITAIS PRÓPRIOS				
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Cap. Realizado + Reservas + RT + Aj. Activos Fin. + Excedentes de Reval. + Out. Var. Cap. (1)				
Subsídios ao investimento	101.477.841	56.159.357	49.601.297	(4.282.813)
Resultado Líquido do Exercício	24.215.824	17.740.814	6.475.110	(101)
Total do Capital Próprio	5.219.037	17.769	6.881.076	(1.679.808)
	130.912.702	73.917.940	62.957.483	(5.962.722)
PASSIVO				
Passivo não corrente				
Provisões	0	-	-	-
Financiamentos obtidos	10.704.307	1.399.861	8.850.827	453.619
Responsabilidades por benefícios pós-emprego	335.309.094	181.759.659	144.205.488	9.343.947
Passivos por impostos diferidos	23.079.307	6.908.300	13.932.401	2.238.606
Outras contas a pagar	0	-	-	-
Valor para ajustamento	0	-	-	-
Outros	0	-	-	-
Diferimentos	0	-	-	-
	369.092.708	190.067.820	166.988.716	12.036.172
Passivo corrente				
Fornecedores	0	-	-	-
Adiantamentos de clientes	59.620.805	54.006.230	4.637.973	976.602
Estado e outros entes públicos	0	-	-	-
Accionistas/sócios	2.560.815	1.726.759	662.893	171.163
Financiamentos obtidos	550.000	550.000	550.000	-
Outras contas a pagar	73.459.085	39.768.706	31.640.093	2.050.285
Valor para ajustamento	0	-	-	-
Outros	0	-	-	-
Diferimentos	16.240.688	6.045.233	9.832.802	362.652
Passivos financeiros detidos para negociação	0	-	-	-
Outros passivos financeiros	0	-	-	-
Passivos não correntes detidos para venda	7.183.213	3.762.063	3.212.642	208.508
	0	-	-	-
	159.614.605	105.308.992	50.536.404	3.769.209
Total do Passivo	528.707.314	295.376.812	217.525.120	15.805.381
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	659.620.015	369.294.752	280.482.604	9.842.659

Fonte: EEM

Quadro 7-11 - Demonstração de Resultados da EEM em 2011

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	86.671.143	31.075.777	2.714.646	120.461.566
Compensação Tarifária	43.145.104	10.739.073	1.725.676	55.609.853
Ajustamento	6.060.683	10.252.861	68.109	16.381.652
Materiais diversos	-	-	73.619	73.619
Serviços prestados	-	358.439	129.113	487.552
Subsídios à exploração	23.409	35.114	-	58.523
Ganhos/perdas imputados de subsidiárias, assoc. e emp. conj.	1.128.516	617.311	58.488	1.804.315
Variação nos inventários da produção	-	-	-	-
Trabalhos para a própria entidade	1.587.657	10.911.239	69.596	12.568.493
Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas				
Combustíveis, lubrificantes e outros	(56.217.282)	-	-	(56.217.282)
Compras de Energia Eléctrica	(44.006.079)	-	-	(44.006.079)
Materiais diversos	(2.741.255)	(3.765.958)	(137.703)	(6.644.917)
Fornecimentos e serviços externos	(2.767.839)	(8.845.706)	(1.317.540)	(12.931.084)
Gastos com o pessoal	(8.817.346)	(17.782.494)	(2.857.224)	(29.457.065)
Imparidade de inventários (perdas/reversões)	-	-	-	-
Imparidade de dívidas a receber (perdas/reversões)	(5.466.553)	(2.594.022)	(269.439)	(8.330.014)
Provisões (aumentos/reduções)	1.692.586	3.413.544	548.476	5.654.606
Imparidade de investimentos não depreciáveis/amortizáveis (perdas/reversões)	11.808	23.814	3.826	39.448
Aumentos/reduções de justo valor	(2.312.369)	(3.453.228)	(469.726)	(6.235.322)
Outros rendimentos e ganhos	10.259.343	1.455.309	56.272	11.770.924
Outros gastos e perdas	(373.788)	(8.262.030)	(20.003)	(8.655.821)
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamento e impostos (A)	27.877.737	24.179.042	376.186	52.432.965
Gastos/reversões de depreciação e de amortização (B)	(18.949.747)	(13.298.291)	(553.216)	(32.801.253)
Imparidade de investimentos depreciáveis/amortizáveis (perdas/reversões) (C)	-	-	-	-
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos) (D) = (A) + (B) + (C)	8.927.990	10.880.752	(177.030)	19.631.712
Juros e rendimentos similares obtidos (E)	1.440.373	870.361	42.496	2.353.229
Juros e gastos similares suportados (F)	(10.360.865)	(8.847.738)	(574.238)	(19.782.840)
Resultado antes de impostos (G) = (D) + (E) + (F)	7.498	2.903.375	(708.772)	2.202.101
Imposto sobre o rendimento do período (H)	10.272	3.977.701	(971.036)	3.016.937
Resultado líquido do período (I) = (G) + (H)	17.769	6.881.076	(1.679.808)	5.219.037

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, do PPEC 2009-2010 e do PPEC 2011-2012, em Outubro de 2012

- PPEC 2008

A implementação das medidas aprovadas no âmbito do PPEC 2008 encontra-se finalizada.

As medidas aprovadas ao abrigo do PPEC 2008 foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (843 860 euros) que ser devolvido aos consumidores. Adicionalmente e tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 228 564 euros em 2011, é necessário devolver aos consumidores 204 435 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2011 para pagamentos em 2012 (5 100 674 euros).

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

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 4 411 717 euros em 2011, é necessário devolver aos consumidores 587 110 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2011 para pagamentos em 2012 (14 648 448 euros). Adicionalmente, algumas medidas do PPEC 2009-2010

foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (418 947 euros) que ser devolvido aos consumidores.

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

No quadro seguinte sintetizam-se os valores a devolver aos consumidores no âmbito do PPEC 2009-2010.

- PPEC 2011-2012

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 10 391 euros em 2011, é necessário devolver aos consumidores 401 991 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2011 para pagamentos em 2012 (10 029 724 euros). Adicionalmente, houve a desistência de três medidas do PPEC 2011-2012, tendo o orçamento correspondente (1 459 885 euros) que ser devolvido aos consumidores.

No quadro seguinte sintetizam-se os valores a devolver aos consumidores no âmbito do PPEC 2011-2012.

- Resumo

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

Quadro I - 1 - Quadro resumo ajustamento PPEC t-2

	PPEC 2008	PPEC 2009-2010	PPEC 2011-2012	Total
Valor não executado	843 860	418 947	1 459 885	2 722 693
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	204 435	587 110	401 991	1 193 536

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 1 193 536 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranço das três edições do PPEC a devolver aos consumidores, 2 722 693 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2013.