

**AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A
REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014**

Dezembro 2013

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 2012 NO CONTINENTE.....	3
2.1	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	3
2.1.1	Ajustamento em 2012 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 2012.....	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	19
2.3.1	Custos operacionais de exploração e custos incrementais	20
2.3.2	Valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência	21
2.3.3	Custos com compensação entre operadores da rede de transporte.....	22
2.3.4	Custos de natureza ambiental.....	23
2.3.5	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	30
2.5.1	Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar	32
2.5.2	Evolução dos indutores de custos no OPEX	34
2.5.3	Nível de perdas nas redes de distribuição	35
2.5.3.1	Parâmetros do incentivo para o período regulatório 2012-2014	36
2.5.3.2	Evolução das perdas nas redes de distribuição.....	37
2.5.3.3	Evolução da valorização das perdas	37
2.5.4	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	38
2.5.5	Outros custos aceites.....	41
2.6	Comercialização	41
2.7	Compra e Venda de Energia Elétrica.....	45
2.7.1	Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial.....	45
2.8	Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes	48
2.9	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo	51
2.10	Proveitos a proporcionar por atividade no Continente	51
3	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	53
3.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	53
3.1.1	Custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores	56
3.1.2	Custo com os combustíveis	57
3.1.2.1	Licenças de CO ₂	60

3.1.3	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	60
3.1.4	Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar	61
3.1.5	Taxa de remuneração do custo de capital	63
3.2	Distribuição de Energia Elétrica	63
3.2.1	Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição	66
3.2.2	Número médio de clientes	67
3.2.3	Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar	67
3.2.4	Taxa de remuneração do custo de capital	69
3.3	Comercialização de Energia Elétrica	69
3.3.1	Número médio de clientes	72
3.3.2	Taxa de remuneração do custo de capital	72
3.4	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma dos Açores.....	72
4	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA..	75
4.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	75
4.1.1	Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar	78
4.1.2	Custos com aquisição de energia elétrica	80
4.1.2.1	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM.....	80
4.1.2.2	Custos com aquisição de energia elétrica ao SIM	80
4.1.3	Custos com os combustíveis.....	81
4.1.4	Licenças de CO ₂	84
4.2	Distribuição de Energia Elétrica	84
4.2.1	Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar	87
4.2.2	Energia entregue pela rede de distribuição	88
4.2.3	Outros custos	88
4.3	Comercialização de Energia Elétrica	89
4.3.1	Número médio de clientes.....	92
4.3.2	Outros custos aceites.....	92
4.4	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma da Madeira.....	92
5	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2013 NO CONTINENTE.....	95
5.1	Compra e Venda de Energia Elétrica.....	95
5.2	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	95
5.2.1	Análise do sobrecusto	96
5.2.2	Mecanismos de gestão dos CAE	98
5.3	Gestão Global do Sistema	98
5.4	Transporte de Energia Elétrica	99
5.5	Distribuição de Energia Elétrica.....	99
5.6	Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso.....	100
5.6.1	Função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial	102
5.6.2	Função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes	104
6	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2013 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	107

6.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	107
6.2	Distribuição de Energia Elétrica.....	107
6.3	Comercialização de Energia Elétrica	108
7	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2013 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	109
7.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	109
7.2	Distribuição de Energia Elétrica.....	109
7.3	Comercialização de Energia Elétrica	110
8	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	111
8.1	Balanço de energia elétrica no Continente	111
8.2	Balanço de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores.....	113
8.3	Balanço de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira.....	114

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2012.....	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 sem 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 2012.....	11
Quadro 2-8 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂	12
Quadro 2-9 - Resultados para a REN Trading da aplicação dos mecanismos	12
Quadro 2-10 - Efeitos nos proveitos permitidos de 2014	13
Quadro 2-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2012	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 - Quadro resumo ajustamento PPEC t-2	18
Quadro 2-15 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2012	20
Quadro 2-16 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2012.....	21
Quadro 2-17 - Custos de natureza ambiental	23
Quadro 2-18 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	26
Quadro 2-19 - Ajustamento em 2012 da Tarifa Social.....	27
Quadro 2-20 - Desagregação do ajustamento em 2012 da Tarifa Social por empresa	28
Quadro 2-21 - Ajustamento da tarifa social referente a 2011	29
Quadro 2-22 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	31
Quadro 2-23 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	33
Quadro 2-24 - Evolução dos indutores de custos no OPEX.....	35
Quadro 2-25 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2012-2014	36
Quadro 2-26 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2012-2014.....	37
Quadro 2-27 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2012	39
Quadro 2-28 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2012.....	40
Quadro 2-29 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2012 ...	40
Quadro 2-30 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	43
Quadro 2-31 - Número de clientes do CUR	44
Quadro 2-32 - Número de processos de atendimento do CUR.....	44

Quadro 2-33 - Desvios custos PRE	46
Quadro 2-34 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial	47
Quadro 2-35 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes.....	48
Quadro 2-36 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR	49
Quadro 2-37 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2012.....	50
Quadro 2-38 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2.....	51
Quadro 2-39 - Proveitos permitidos em 2012 e ajustamento em 2014	52
Quadro 3-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	55
Quadro 3-2 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA	57
Quadro 3-3 - Custos com combustíveis previstos e verificados	57
Quadro 3-4 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.....	59
Quadro 3-5 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	60
Quadro 3-6 - Movimentos das licenças de CO ₂	60
Quadro 3-7 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	61
Quadro 3-8 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	62
Quadro 3-9 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	65
Quadro 3-10 - Energia entregue pelas redes da distribuição	67
Quadro 3-11 - Número médio de clientes	67
Quadro 3-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	68
Quadro 3-13 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	70
Quadro 3-14 - Número médio de clientes	72
Quadro 3-15 - Proveitos permitidos em 2012 e ajustamento em 2014, na RAA.....	73
Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	77
Quadro 4-2 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	79
Quadro 4-3 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SPM.....	80
Quadro 4-4 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	81
Quadro 4-5 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	81
Quadro 4-6 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2012 previstos e ocorridos.....	82
Quadro 4-7 - Custos com o fuelóleo em 2012	84
Quadro 4-8 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	85
Quadro 4-9 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	87
Quadro 4-10 - Energia entregue pelas redes de distribuição	88

Quadro 4-11 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	90
Quadro 4-12 - Número médio de clientes	92
Quadro 4-13 - Proveitos permitidos em 2012 e ajustamento em 2014	93
Quadro 5-1 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2013.....	95
Quadro 5-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2013.....	96
Quadro 5-3 - Pressupostos considerados.....	97
Quadro 5-4 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2013 da GGS.....	98
Quadro 5-5 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2013 da TEE.....	99
Quadro 5-6 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2013 da DEE	100
Quadro 5-7 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	101
Quadro 5-8 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial	103
Quadro 5-9 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes.....	105
Quadro 6-1 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS	107
Quadro 6-2 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	108
Quadro 6-3 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	108
Quadro 7-1 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS	109
Quadro 7-2 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	110
Quadro 7-3 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	110
Quadro 8-1 - Consumo referido à emissão.....	112
Quadro 8-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição.....	112
Quadro 8-3 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	114
Quadro 8-4 - Balanço de energia elétrica da EEM	115

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 2012.....	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 2012-2014	24
Figura 2-6 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	36
Figura 2-7 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída	37
Figura 2-8 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	38
Figura 2-9- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2012	41
Figura 2-10 - Evolução do preço CIF do carvão API # 2 ARA	49
Figura 2-11 - Evolução do preço petróleo Brent	50
Figura 3-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	56
Figura 3-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE	66
Figura 3-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	71
Figura 4-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	78
Figura 4-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE	86
Figura 4-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	91
Figura 5-1 - Quantidades produzidas previstas e estimadas.....	97

1 INTRODUÇÃO

O apuramento dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos operadores é um processo essencial do cálculo tarifário. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas reflitam os sinais pretendidos. Para o presente processo tarifário, são analisados os dados reais com impacto no cálculo dos proveitos permitidos de 2012 e os valores estimados para os custos com impacto nos proveitos permitidos de 2013. Relativamente a 2012, 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 2012. 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 2013, 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 2012 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 2013 das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, da atividade de Distribuição.
- No capítulo 6 calculam-se e justificam-se as parcelas do ajustamento provisório relativo a 2013 das atividades reguladas na Região Autónoma dos Açores.
- No capítulo 7 calculam-se e justificam-se as parcelas do ajustamento provisório relativo a 2013 das atividades reguladas na Região Autónoma da Madeira.
- No capítulo 8 compara-se o balanço de energia elétrica verificado em 2012 com os valores previstos pela ERSE em 2011 para tarifas 2012.
- No capítulo 9 apresentam-se as demonstrações financeiras, por atividade, enviadas pelas empresas reguladas.

Todas as referências a artigos, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento, bem como a atualização financeira estão de acordo com o Regulamento Tarifário (RT), na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto e as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 6/2011, 22 de dezembro.

2 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 NO CONTINENTE

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

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.

De acordo com o artigo 73.º do Regulamento Tarifário, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2014, 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 2012, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respetivo artigo ao sobrecusto CAE real de 2012. Este montante é atualizado para 2014, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2012, acrescida do *spread*¹ de 1,5 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 2013, acrescida de *spread*¹ 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 do Agente Comercial em 2012 a repercutir nas tarifas de 2014 é de -18 764² milhares de euros.

¹ O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.2 do documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014.”

² Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

Na sequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, o ajustamento provisório de 2012 não foi refletido nos proveitos permitidos para 2013, transitando para 2014, acrescido de juros. Assim, o valor do ajustamento a repercutir nas tarifas de 2014 contempla o efeito da não inclusão nas tarifas de 2013 do ajustamento provisório de 2012 no total de -13 317³ milhares de euros e dos juros de 4% sobre essa parcela, num total de 533 milhares de euros.

Quadro 2-1 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2012

		Unidade 10 ³ EUR	
		2012	Tarifas 2012
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	571 532	630 676
2	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	3 112	2 790
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	392 413	466 543
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 215
5	Ajustamento t-1	14 214	14 214
6	Ajustamento t-2	20 293	20 293
7	Incentivos CAE e CO2 t-2	3 320	
A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7		151 044	133 631
B	Sobrecusto recuperado pela GGS	133 631	
C = (B - A) * (1 + i2012E) * (1 + i2013E)		-18 232	
D	Valores provisórios relativos a 2012 considerados nas tarifas de 2013	0	
E = D * (1 + i2012E)	Valores provisórios relativos a 2012 considerados nas tarifas de 2013, atualizados para 2014	0	
i2012E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2012 + spread	2,612%	
i2013E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2013 + spread	2,037%	
F = C - E + G		-18 764	
G	Juros sobre o ajustamento provisório de 2013 definido pela Portaria 145/2013, de 9 de Abril	-533	

A análise efetuada no ponto seguinte incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2012, ano t-2.

2.1.1 AJUSTAMENTO EM 2012 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

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

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 2012 e do sobrecusto ocorrido nesse ano.

O diferencial de custo foi superior ao previsto em 9%, o que corresponde a cerca de 15,3 milhões de euros.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		2012 Tarifas (1)	2012 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	123 915	112 462	-11 453	-9%
(1b)	Turbogás	112 928	107 885	-5 043	-4%
(1)=(1a)+(1b)	Total	236 843	220 348	-16 495	-7%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	131 038	122 728	-8 310	-6%
(2b)	Turbogás	260 258	209 683	-50 575	-19%
(2)=(2a)+(2b)	Total	391 296	332 411	-58 886	-15%
Licenças de CO2					
(3a)	Tejo Energia	-335	3 657	3 992	-1190%
(3b)	Turbogás	2 873	-1 402	-4 274	-149%
(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	-177	-177	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	2 537	2 078	-459	-18%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	181 110	204 042	22 932	13%
(4b)	Turbogás	270 389	154 980	-115 409	-43%
(4)=(4a)+(4b)	Total	451 499	359 022	-92 476	-20%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	9 111	11 605	2 493	27%
(5b)	Turbogás	5 933	5 091	-842	-14%
(5)=(5a)+(5b)	Total	15 044	16 696	1 652	11%
Saldo VPP					
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	0	-
Pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE					
(7a)	Tejo Energia	1 455	1 365	-89	-6%
(7b)	Turbogás	1 335	1 747	412	31%
(7)=(7a)+(7b)	Total	2 790	3 112	322	12%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	65 851	24 565	-41 285	-63%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)	Turbogás	101 073	157 843	56 770	56%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	-177	-177	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	Total	166 924	182 231	15 307	9%

A diferença entre o verificado e o previsto decorre principalmente das receitas em 2012 terem sido inferiores às previsões para esse ano, em 20%, se não forem considerados os serviços de sistema, e cerca de 19%, se estes forem considerados. Em termos absolutos, e considerando os serviços de sistema, este diferencial corresponde a cerca de 91 milhões de euros.

A diferença entre as receitas previstas e verificadas superou a redução dos custos. Assim, os custos foram inferiores ao previsto em cerca de 76 milhões de euros, com desvios de -16,5 milhão de euros no encargo de potência, de 58,9 milhões de euros no encargo de energia e de cerca de -0,5 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 2012 foi inferior ao previsto em 10%, isto é, em 680 GWh. Esta diferença deve-se, principalmente, à diminuição da produção da central da Turbogás, -33,9%, uma vez que a Tejo Energia registou uma produção superior à inicialmente prevista em 23,5%.

Quadro 2-3 - Produção prevista e verificada

Unidade: GWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2012 (1)	Verificado 2012 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	2 832	3 498	23,5%
Turbogás	3 967	2 621	-33,9%
Total	6 799	6 119	-10,0%

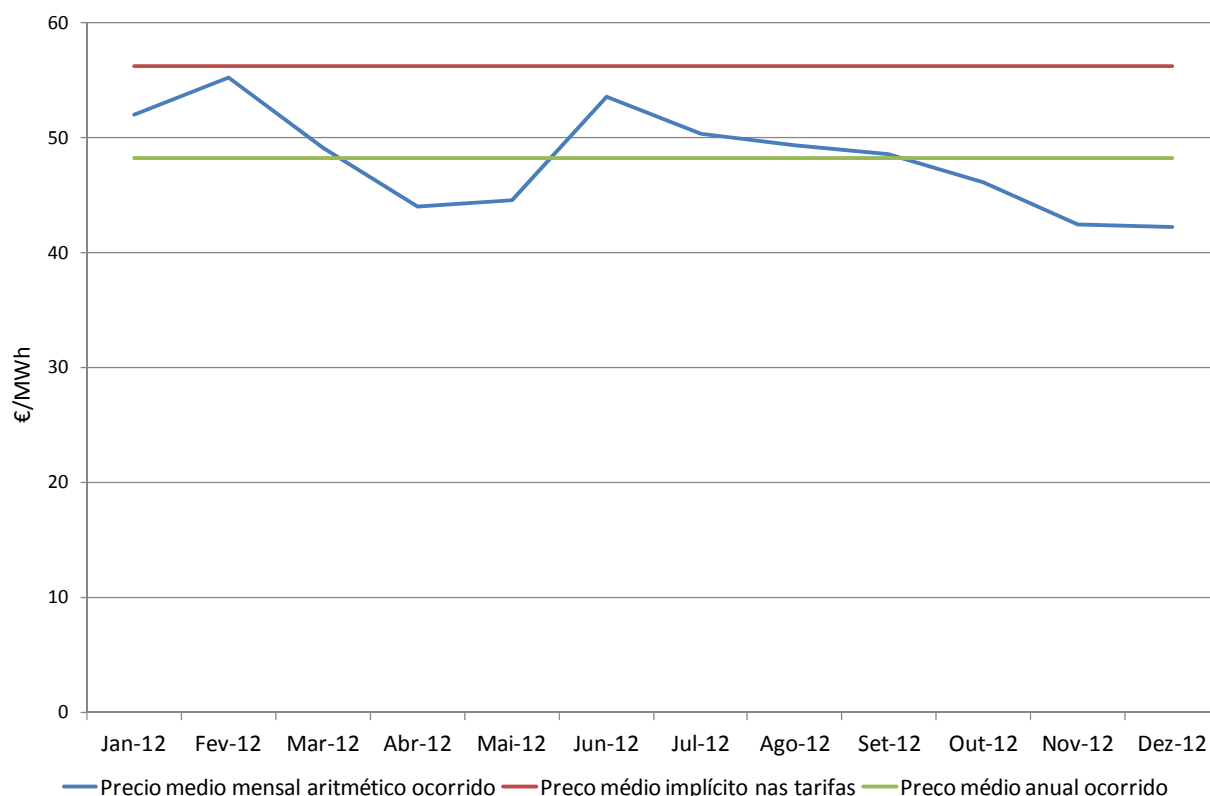
Os custos variáveis unitários de produção foram superiores ao previsto, em cerca de 22%, na Turbogás e inferiores, em cerca de 24%, na Tejo Energia, conforme se pode observar no Quadro 2-4.

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

Unidade: €/MWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2012 (1)	Verificado 2012 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	46,3	35,1	-24,2%
Turbogás	65,6	80,0	21,9%

A Figura 2-1 ilustra que o preço médio de mercado implícito nas tarifas de 2012 (T2012) foi inferior ao verificado no decorrer do ano.

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

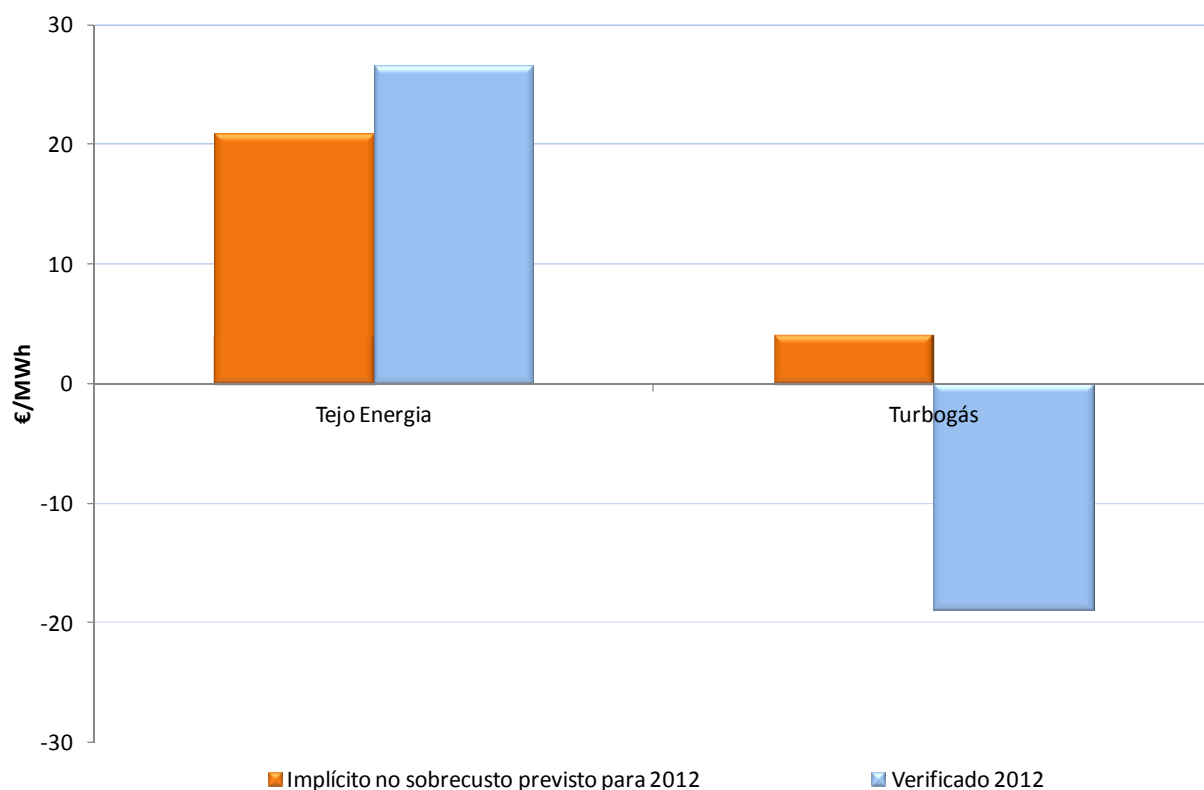
O Quadro 2-5 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

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

	Implícito no sobrecusto previsto para 2012 (1)	Verificado 2012 (2)	Unidade: €/MWh %
			$[(2)-(1)]/(1)$
Tejo Energia	67,2	61,6	-8,2%
Turbogás	69,7	61,1	-12,3%

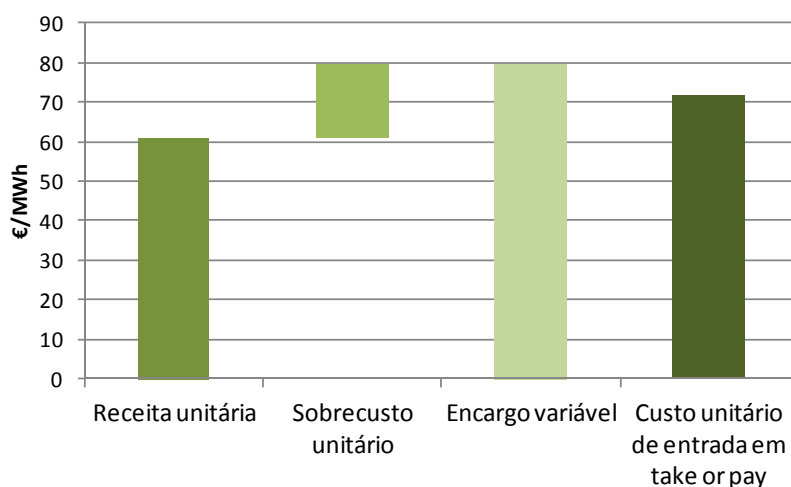
O fato do preço de mercado ter sido, em termos anuais, inferior ao previsto em cerca de 14%, explica que as receitas unitárias tenham também sido inferiores ao previsto.

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 2012

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 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 2012 bastante superior ao valor da margem operacional negativa (incluindo os serviços de sistema), verificada neste ano. A revisão das quantidades associadas a este contrato, a partir do último trimestre de 2012, permitiu diminuir este efeito em termos absolutos.

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 menor valor do encargo de potência face ao previsto, poder-se á dever, em parte, ao facto da taxas de juro de referência para cálculo do encargo de potência terem sido substancialmente mais baixas do que o previsto.

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

	Implícito no sobrecusto previstos para 2012	Verificado em 2012
Taxa de inflação	2,1%	2,8%
Euribor 3 meses	1,9%	0,3%

2.1.2 MECANISMO DE OTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA E DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ EM 2012

O Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, alterado pelas Diretivas n.ºs 7/2011 e 1/2013, 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.

No ano de 2012, o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia, I_{CVEE}, integrava dois incentivos com vista à promoção da gestão eficiente, por parte da REN Trading, das centrais que mantiveram os seus CAE. Os incentivos em causa são os seguintes:

- I₁, incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás no mercado diário;
- I₃, incentivo à otimização da produção da central a carvão da Tejo Energia.

Refira-se que o incentivo I₂, destinado a promover a eficiente contratação do gás natural consumido na central da Turbogás, esteve em vigor até 2011, tendo sido suprimido a partir de 2012, por revogação estabelecida na Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro. Na mesma ocasião foram alterados os limites aplicáveis aos incentivos I₁ e I₃ de 1 milhão de euros para 1,5 milhões de euros cada.

O ano de 2012 será o último em que se aplica este mecanismo de otimização da gestão de licenças de emissão de CO₂, dada a sua revogação pela ERSE através da Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro, decorrente de alterações legislativas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão.

O Quadro 2-7 apresenta os resultados da aplicação dos incentivos que compõem o mecanismo I_{CVEE}.

Quadro 2-7 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2012

Unid: EUR		
I ₁	I ₃	Total I _{CVEE}
(1)	(2)	(3)=(1)+(2)
1 500 000	1 500 000	3 000 000

A REN Trading alcançou o valor máximo permitido para ambos os incentivos. No que respeita ao incentivo I₃, o aumento da margem da produção da central da Tejo Energia em 2012 face aos anos anteriores e a revisão do fator de partilha das receitas líquidas da Tejo Energia são os fatores que justificam a obtenção do valor máximo para este incentivo.

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

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

Unid: EUR		
ICO ₂ (1)	(Troca de licenças EUA por CER)/2 (2)	Total (3)=(1)+(2)
37 692	282 473	320 165

Pelo definido no Despacho n.º 11210/2008, a soma dos resultados proporcionados pelos incentivos constantes do mecanismo I_{CVEE} com os resultados proporcionados pelo incentivo I_{CO2} não pode ultrapassar 5,72 milhões de euros. Como se observa no quadro que se segue, este limite não foi ultrapassado. A REN Trading atingiu cerca de 3,3 milhões de euros com a aplicação dos mecanismos e com a incorporação dos ganhos com as operações de troca de European Union Allowances (EUA) por Certified Emission Reductions (CER) não sujeitos a esta limitação. Este valor é superior ao valor atingido o ano anterior.

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

Unid: EUR				
I _{CVEE}		ICO ₂	Total sujeito a limite	(Troca de licenças EUA por CER)/2
I ₁ (1)	I ₃ (3)	(4)	(5)=[(1)+(2)+(3)+(4)]<=5,72 M €	(6)
				(7)=(6)+(5)
1 500 000	1 500 000	37 692	3 037 692	282 473
				3 320 165

Ao contrário dos restantes incentivos definidos *a posteriori*, os ganhos resultantes das operações de troca de licenças EUA por CER 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 2014, de modo a permitir que os consumidores beneficiem de 50% dos ganhos destas trocas de EUA por CER, como estabelece o Despacho n.º 11210/2008.

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 2014, ainda sem a aplicação da taxa de juro.

Quadro 2-10 - Efeitos nos proveitos permitidos de 2014

Unid: EUR		
$I_{C_{VEE}} + I_{CO_2}$	(Troca de licenças EUA por CER)/2	Efeito nos proveitos permitidos 2014
(1)	(2)	(3)=(1)-(2)
3 037 692	282 473	2 755 219

2.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

De acordo com o artigo 74.º do Regulamento Tarifário, os proveitos a proporcionar em 2014 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2012 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do referido artigo aos valores verificados em 2012.

O Quadro 2-11 compara os valores verificados em 2012 ("2012"), com os previstos em 2011 para o cálculo das tarifas de 2012 ("Tarifas 2012"). O desvio a repercutir nas tarifas de 2014 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema fixada para 2012, 459,8 milhões de euros, e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais, 436,7 milhões de euros. Este montante é atualizado para 2014, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2012, acrescida do *spread*⁴ de 1,5 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 2013, acrescida do *spread*⁴ de 1,5 pontos percentuais. Este montante é corrigido do valor previsto considerado em Tarifas 2013 do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas de -10 075 milhares de euros atualizado para 2014 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 30 de novembro do ano de 2013, acrescida do *spread*⁴ de 1,5 pontos percentuais.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema em 2012 a repercutir nas tarifas de 2014 é de 33 milhões de euros⁵.

⁴ O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.2 do documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014".

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

Quadro 2-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2012

		Unidade 10 ³ EUR	
		2012	Tarifas 2012
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A	Custos de gestão do sistema	38 238	48 238
a	$\tilde{A}mGS,t$	6 174	7 339
b	$\tilde{A}ctGS,t$	42 757	50 967
c	rGS,t	9,55	9,00
d	$CEGS,t$	14 138	19 178
e	$ltrGS,t$	71 743	75 033
f	$\Delta R_{GS,t-2}^T$	57 898	57 898
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	376 173	378 351
g	$RAAPol,t$	112 120	112 120
h	$RAMPol,t$	91 272	91 272
i	$\Delta RA_{POL,t-1}^T$	-3 129	-3 129
j	$RACCVee,t$	133 631	133 631
k	$TERPol,t = TERPolDPH,t + TERPolZPH,t$	23 069	23 525
	$TERPolDPH,t = AmTerDPHPol,t + ActTerDPHPol,t \cdot rTerPol,t/100$	22 383	22 839
	$rTerDPHPol,t$	3,09	3,24
	$AmTerDPHPol,t$	12 923	12 923
	$ActTerDPHPol,t$	306 191	306 191
	$TERPolZPH,t = AmTerZPHPol,t$	686	686
	$AmTerZPHPol,t$	686	686
l	$REGGS,t$	5 112	5 112
m	$AdCPol,t$	407	407
n	$CGPPDAPol,t$	44	0
o	$\acute{O}CPol,t$	232	232
p	$ECPol,t$	9 745	11 500
q	$EOPol,t$	0	11
r	$\Delta R_{Pol,t-2}^T$	2 588	2 588
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	22 309	60 426
D = A + B + C	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	436 720	487 016
E	Proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	459 821	
F = E - D	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	23 101	
G = F x (1+J) x (1+K)	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizados para 2014	24 187	
s	Valor previsto, em 2012, do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em 2013	-10 075	
H = s x (1+K)	Valores provisórios relativos a 2012 considerados nas tarifas de 2013, atualizados para 2014	-10 280	
I = G - H	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	34 467	
J	$i2012E$	2,612%	
K	$i2013E$	2,037%	
t	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema relativo ao ano t-1	1 627	
J = I - t x (1+K)	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	32 808	

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

2.2.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

A variação dos custos de gestão do sistema prende-se essencialmente com a diminuição dos custos de exploração, líquidos de proveitos, conforme será justificado posteriormente no Quadro 2-13.

ATIVO LÍQUIDO MÉDIO A REMUNERAR E AMORTIZAÇÕES

O desvio de -16% no ativo líquido a remunerar resulta de uma sobrestimação dos investimentos previstos para Tarifas 2012, que não se realizaram, conforme se pode verificar no Quadro 2-12.

Quadro 2-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10 ³ EUR			
	2012 (1)	Tarifas 2012 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos	4 057	7 006	-42,1%
Activo Fijo Bruto			
Saldo Inicial (1)	213 060	223 837	-4,8%
Investimento Directo	864	437	
Transferências p/ exploração	4 692	5 873	
Reclassificações, alienações e abates	3 301	1 260	
Saldo Final (2)	221 917	231 407	-4,1%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	170 481	171 862	-0,8%
Amortizações do Exercício	6 229	7 394	
Regularizações	80	0	
Saldo Final (4)	176 790	179 256	-1,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	1 123	1 123	0,0%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	55	55	
Saldo Final (6)	1 068	1 068	0,0%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2010 (7) = (1) - (3) - (5)	41 455	50 852	-18,5%
Valor de 2011 (8) = (2) - (4) - (6)	44 059	51 082	-13,7%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	42 757	50 967	-16,1%

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁶, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁷ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado

⁶ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁷ Credit Default Swaps.

provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9,00% para remunerar os ativos da atividade de GGS. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da Republica Portuguesa em 2012, a taxa de remuneração final para o ano de 2012 corresponde a 9,55%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de 1 627 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012.

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

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012- Tarifas 2012)	
			Valor	%
Serviços de sistema	0	2 500	-2 500	
Materiais Diversos	0	0	0	
Fornecimentos e Serviços Externos	12 229	13 688	-1 459	-10,7%
Custos com Pessoal	4 204	4 931	-728	-14,8%
Outros Custos Operacionais	684	679	6	0,8%
Provisões	96	0	96	
Custos e Perdas Extraordinários	0	0	0	
Total	17 214	21 798	-4 584	-21,0%
CGPPDA	44	0	44	
Custos com OMIP e OMIClear	232	232	0	0,0%
Total	16 938	21 566	-4 629	-21,5%

A redução de 21% 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, de 29 de julho, com as alterações que lhe foram introduzidas pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, e pela Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, 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. No final do ano de 2011, a Portaria n.º 310/2011, de 21 de dezembro, revogou o regime de interruptibilidade aplicável a consumidores não enquadrados pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho.

Em 2012 os custos com interruptibilidade, no montante de 71 743 milhares de euros, foram inferiores ao previsto em cerca de 3,3 milhões de euros. Refira-se que o valor previsto no cálculo das tarifas para 2012 incluía 3 milhões de euros relativos à prestação do serviço de interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 1309/2010, de 23 de dezembro, a qual veio a ser revogada pela já referida Portaria n.º 310/2011, cuja publicação ocorreu após o anúncio das tarifas e preços para 2012.

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.

Embora a execução dos PPDA aprovados tenha terminado a 31 de dezembro de 2011, durante o ano de 2012 existiram custos de gestão, relativos essencialmente aos pareceres do Painel de Avaliação sobre as ações de monitorização ambiental e com a análise dos relatórios de execução de 2011. Os custos de gestão incorridos em 2012 foram de cerca de 63 milhares de euros. A este valor deduziram-se custos no valor de 19 milhares de euros, resultantes de acertos de anos anteriores.

Conforme descrito no documento custos de gestão PPDA 2008-2011 (disponível na página da ERSE na internet), os custos de gestão efetivamente incorridos representaram 0,4% do orçamento inicialmente aprovado pela ERSE para o triénio 2009-2011 (cerca de 35,7 milhões de euros para a execução das medidas), respeitando o limite máximo definido (303,9 milhares de euros).

2.2.3 CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

No ajustamento de 2012 a repercutir em 2014 foram considerados 2 039 milhares de euros resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2012 relativamente a duas edições do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em baixo é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

PPEC 2009-2010

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 1 570 245 euros em 2012, é necessário devolver aos consumidores 320 736 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2012 para pagamentos em 2013 (12 279 332 euros). Adicionalmente, algumas medidas do PPEC 2009-2010 foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (798 871 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 em 2012, 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 807 690 euros em 2012, é necessário devolver aos consumidores 538 853 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2012 para pagamentos em 2013 (20 629 888 euros). Adicionalmente, uma medida do PPEC 2011-2012 foi finalizada com um custo inferior ao inicialmente previsto e houve a desistência de outra medida, tendo o orçamento correspondente (92 145 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 seguinte.

Quadro 2-14 - Quadro resumo ajustamento PPEC t-2

	PPEC 2009-2010	PPEC 2011-2012	Total
Valor não executado	798 871	92 145	891 016
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	320 736	538 853	859 589

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 859 589 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranço das duas edições do PPEC a devolver aos consumidores, 891 016 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2014.

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 79.º do Regulamento Tarifário.

No início do período de regulação 2012-2014 a ERSE decidiu manter 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:

- Manutenção da 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;
- Manutenção do 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;
- Manutenção do incentivo à manutenção de ativos totalmente amortizados que apresentem condições de funcionamento para além do período de amortização;
- Manutenção do incentivo à disponibilidade da rede de transporte.

O Quadro 2-15 reflete os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2012 atualizado para 2014, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2012, acrescida do *spread* de 1,5 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 30 de novembro do ano de 2013, acrescida do *spread* de 1,5 pontos percentuais é de -14⁸ milhões de euros.

⁸ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

Ajustamentos referentes a 2012 no Continente

Quadro 2-15 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2012

		Unidade 10 ³ EUR	
		2012	Tarifas 2012
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	42 711	42 711
1	Componente de custos de exploração	41 943	41 943
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	426	426
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	422	422
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 422	5 422
5	Variação do n.º de painéis de subestações	109	109
B	Custos com capital [(6)+(7)]	300 330	304 153
6	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	185 121	171 103
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	74 499	71 116
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 158 835	1 110 967
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	9,54598%	9,00%
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	115 209	133 051
d	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	29 733	38 049
e	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	773 824	904 775
f	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	11,05%	10,50%
C	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(8) x (9) x (1 + 0,5 x (10)+(11))]	7 991	7 747
8	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	50,00%	50,00%
9	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	15 145	14 721
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	11,05%	10,50%
11	Ajustamento ao incentivo de 2009 e de 2010 a incorporar nas tarifas de 2013	0	0
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	1 697	1 800
E	Custos de natureza ambiental	3 223	4 351
F	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t, nomeadamente auditorias	54	60
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	32 332	32 332
H	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F - G]	323 673	328 490
I	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	314 167	
J	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos [I - H]	-9 506	
K	Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2	0	
L DtT	[J + K]	-9 506	
M DtT	[J + K] atualizado para 2014	-9 953	
N	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	989	
O DtT	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em 2012	-10 942	
i2012E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2012 + spread	2,612%	
i2013E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2013 + spread	2,037%	
	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, relativo ao ano t-1	-13 420	
	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência, relativo ao ano t-1	16 373	
P DtT	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	-13 955	

2.3.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

Para o período regulatório 2012-2014 foram introduzidas alterações ao modelo de aplicação dos custos incrementais, consubstanciadas na redação do n.º 2, do artigo 79.º do Regulamento Tarifário em vigor., tendo-se igualmente procedido à redefinição dos parâmetros a aplicar durante o novo período regulatório.

Deste modo, o custo operacional de exploração para 2012 corresponde ao valor fixado em Tarifas 2012 e resulta da base de custos operacionais definida para esse ano, bem como dos custos unitários por quilómetro de rede e por painel de subestação, definidos para 2012. Os custos incrementais evoluíram

em função da variação média dos quilómetros de rede e dos painéis das subestações, com base nos valores estimados de 2011.

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 de 2012, 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. O relatório de auditoria refere alguns pressupostos considerados pela empresa, referentes a aspetos que não se encontram explícitos no Despacho acima referido. Neste âmbito, importa referir que, desde a entrada em vigor do mecanismo, têm vindo a ser comunicadas à empresa algumas decisões da ERSE sobre detalhes da aplicação deste mecanismo, os quais têm vindo gradualmente a ser incorporados nos cálculos realizados pela empresa.

O Quadro 2-16 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2012.

Quadro 2-16 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2012

	Custo real 10 ³ EUR			
Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	182 774			
Subestações	70 216			
Linhas	112 559			
	Custo real 10 ³ EUR	% c/ prémio após aplicação do mecanismo	Custo de referência 10 ³ EUR	Δ % Custo Referência / Real
Imobilizado a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	158 734	86,8%	174 735	10,1%
Subestações	53 498	76,2%	52 454	-2,0%
Linhas	105 236	93,5%	122 281	16,2%

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

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁹, fixada para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base

⁹ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

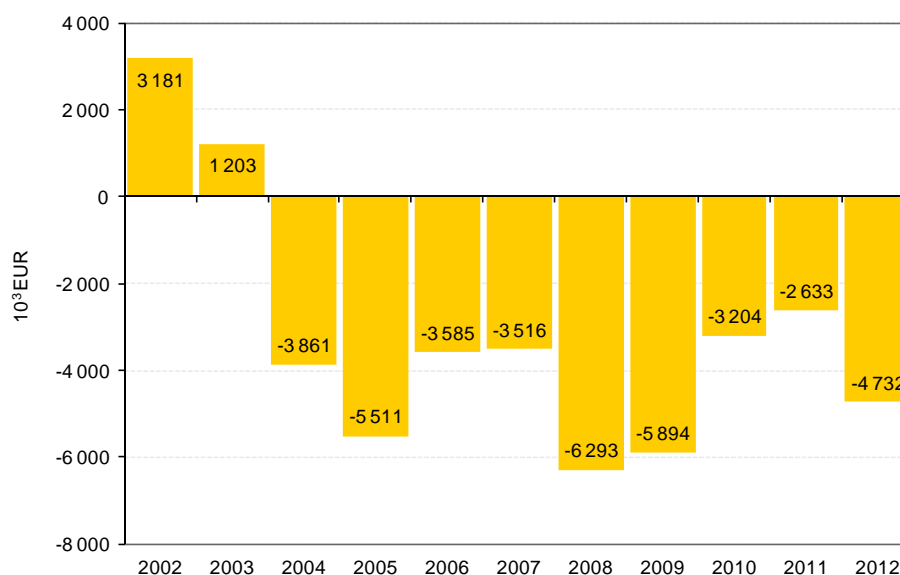
de indexação a cotação média dos CDS¹⁰ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9,00% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 10,50% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2012 as taxas de remuneração finais para o ano de 2012 correspondem a 9,55% e 11,05%, respetivamente, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de 2 953 milhares de euros (-13 420 milhares de euros referente aos ativos valorizados a custos reais e 16 373 milhares de euros referentes aos ativos valorizados a custos de referência), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012.

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 pago pela REN em 2012 ascende a 4 732 milhares de euros.

Figura 2-4 - Compensação entre TSO



¹⁰ Credit Default Swaps.

A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2012 atingiu 4 505 milhares de euros aos quais foram deduzidos 140 milhares de euros resultantes do saldo das ações coordenadas de balanço. O valor foi utilizado para cobrir os custos com serviços de sistema (1 471 milhares de euros) gerando um saldo remanescente em 31 de dezembro de 3 035 milhares de euros.

2.3.4 CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 2-15, os custos de natureza ambiental aceites pela ERSE ascendem a 3 223 milhares de euros, sendo que (i) 3 241 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas, (ii) 73 milhares de euros à obrigação legal de desvios de linhas; (iii) - 185 milhares de euros correspondem a regularizações de valores de Plano de Promoção de Desempenho Ambiental de anos anteriores e (iv) 94 milhares de euros respeitam a custos com compensações sociais e ambientais associados ao projeto de reforço de infraestruturas no Douro Internacional. O Quadro 2-17 apresenta a variação entre o previsto para Tarifas 2012 e o ocorrido no mesmo ano.

Quadro 2-17 - Custos de natureza ambiental

Unidade: 103 EUR

	2012	Tarifas 2012	Variação %
Compensações sociais e ambientais	94	0	
PPDA	-185	0	
Limpeza de florestas	3 241	3 675	-12%
Desvios de linhas obrigação legal	73	677	-89%
Custos de natureza ambiental	3 223	4 351	-26%

2.3.5 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, sendo que a publicação dos respetivos parâmetros para o período regulatório 2012-2014 foi realizada em 2011.

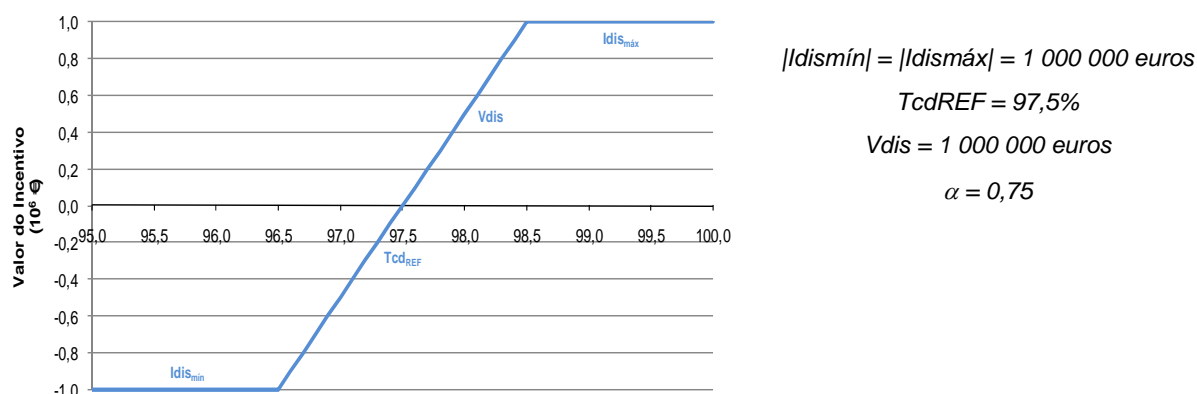
Para efeitos deste mecanismo, a disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (Tcd), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas (Td_{cl}) e dos transformadores de potência (Td_{tp}), através do parâmetro α , de acordo com a seguinte expressão:

$$Tcd = \alpha \times Td_{cl} + (1 - \alpha) \times Td_{tp}$$

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

Na Figura 2-5 encontra-se representado o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT com identificação dos parâmetros que o definem bem como os valores dos parâmetros fixados para o período regulatório 2012-2014.

Figura 2-5 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respetivos valores dos parâmetros para 2012-2014



Em 2012 aplicou-se pela quarta vez o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT. A “taxa combinada de disponibilidade” da rede da RNT foi de 98,49%, superior ao valor de referência, 97,5%, dando assim lugar ao pagamento de um prémio de 989 109 euros pelo desempenho registado.

2.4 COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

De acordo com os artigos 80.º, 81.º e 84.º do Regulamento Tarifário, 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 2012 e os que resultam da aplicação da fórmula presente no n.º1 de cada um dos respetivos artigos aos custos efetivamente ocorridos em 2012.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2014, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (1 428 812 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (1 488 167 milhares de euros 1 428 812 milhares de euros). À diferença de -59 355¹¹ milhares de euros é deduzido o desvio da tarifa social, sendo que estes desvios são atualizados para 2014 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, acrescida de 1,5 pontos percentuais

O desvio a repercutir nas tarifas de 2014 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (264 778 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (269 757 milhares de euros). Esta diferença de -4 979¹¹ milhares de euros é atualizada para 2014 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, acrescida de acrescida de 1,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

¹¹ Um desvio negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

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

		Unidade: 10 ³ EUR
		2012
A = a + b + c + d + e + f + g + h + i - j	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 488 167
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	459 821
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	355 534
(1)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	139 916
(2)	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	215 619
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-6 064
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	CMEC	155 041
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	82 343
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	64
(5)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(6)	Componente de alisamento dos CMEC (sem correcção de hidraulicidade)	87 788
(7)	Correcção de hidraulicidade	-15 155
e	Défi ce tarifário de BT em 2006	14 715
f	Défi ce tarifário de BTN em 2007	5 585
g	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	498 449
h	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	1 004
i	Sobreproveito Tarifas transitórias	-5 249
j	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	-9 331
B	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 428 812
C	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	5 302
D = [B] - [A] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	-64 656
E = [[D x (1+i₂₀₁₂^D)] x (1+i₂₀₁₃^D)]	Ajustamento em 2014, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2012	-67 697
F = k - l	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	269 757
k	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	292 899
l	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	23 142
G	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT	264 778
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	-4 979
I = [[H x (1+i₂₀₁₂^D)] x (1+i₂₀₁₃^D)]	Ajustamento em 2014, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2012	-5 213
i ₂₀₁₂ ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2012 acrescida de spread	2,612%
i ₂₀₁₃ ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º5 do artigo 82.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento aos proveitos do operador da rede distribuição em Portugal Continental, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da

rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2012 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2012, atualizado para 2014 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2012 acrescida de um *spread* de 1,5 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2013, acrescida de um *spread* de 1,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 5 551 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 2-19 - Ajustamento em 2012 da Tarifa Social

		Unidade: 10 ³ EUR
		2012
A	Montante transferido pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2012	6 064
B	Desconto concedido pelo ORD no ano 2012	761
i_{2012}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2012 acrescida de spread	2,612%
i_{2013}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%
$[(A - B) * (1+i_{2012})] * (1+i_{2013})$	Ajustamento em 2014 apor aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS	5 551

O valor do ajustamento da tarifa social em 2012 repartido por empresa é apresentado no Quadro 2-20. Além do ajustamento do montante da tarifa social efetivamente concedida em 2012, face ao previsto para as tarifas desse ano, a desagregação do ajustamento por empresas evidencia uma revisão das potências instaladas por central que são usadas na repartição do financiamento da tarifa social, de acordo com o previsto no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro¹², tendo por base informação facultada pela DGEG. Refira-se que o valor usado é a potência, em MW, efetivamente instalada em cada centro electroprodutor, que corresponde ao valor usado pela DGEG para efeitos estatísticos.

¹² Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, Artigo 4.º, número 1, "O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor."

Quadro 2-20 - Desagregação do ajustamento em 2012 da Tarifa Social por empresa

	Tarifas 2012			Real 2012			Ajustamento referente a 2012 sem juros	Juros	Ajustamento referente a 2012 com juros
	Potência para repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência para repartição da Tarifa Social		Valor por empresa			
	MW	%	10 ³ EUR	MW	%	10 ³ EUR			
EDP Produção	8 300,8	74,0%	4 484,1	8 831,0	72,8%	554,0	3 930,0	184,8	4 114,8
Centrais com CMEC	6 025,4	53,7%	3 254,9	5 835,8	48,1%	366,1	2 888,8	135,8	3 024,6
Centrais com CAE									
Centrais com Incentivo	2 031,5	18,1%	1 097,4				1 097,4	51,6	1 149,0
Restantes centrais	243,9	2,2%	131,8	2 995,2	24,7%	187,9	-56,2	-2,6	-58,8
Iberdrola	360,0	3,2%	194,5	290,1	2,4%	18,2	176,3	8,3	184,6
Centrais com CMEC	360,0	3,2%	194,5	290,1	2,4%	18,2	176,3	8,3	184,6
Centrais com CAE									
Centrais com Incentivo									
Restantes centrais									
Endesa	749,9	6,7%	405,1	845,0	7,0%	53,0	352,1	16,6	368,6
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com Incentivo	749,9	6,7%	405,1				405,1	19,0	424,1
Restantes centrais				845,0	7,0%	53,0	-53,0	-2,5	-55,5
Tejo Energia	584,0	5,2%	315,5	615,2	5,1%	38,6	276,9	13,0	289,9
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE	584,0	5,2%	315,5	615,2	5,1%	38,6	276,9	13,0	289,9
Centrais com Incentivo									
Restantes centrais									
Turbogás	990,0	8,8%	534,8	1 057,1	8,7%	66,3	468,5	22,0	490,5
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE	990,0	8,8%	534,8	1 057,1	8,7%	66,3	468,5	22,0	490,5
Centrais com Incentivo									
Restantes centrais									
Hidroelétrica Guadiana	240,0	2,1%	129,6	497,4	4,1%	31,2	98,4	4,6	103,1
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com Incentivo	240,0	2,1%	129,6	257,4	2,1%	16,1	113,5	5,3	118,8
Restantes centrais				240,0	2,0%	15,1	-15,1	-0,7	-15,8
Total	11 224,6	100,0%	6 063,5	12 135,9	100,0%	761,4	5 302,1	249,3	5 551,5
Centrais com CMEC	6 385,4	56,9%	3 449,4	6 126,0	50,5%	384,3	3 065,1	144,1	3 209,2
Centrais com CAE	1 574,0	14,0%	850,3	1 672,3	13,8%	104,9	745,4	35,0	780,4
Centrais com Incentivo	3 021,3	26,9%	1 632,1	257,4	2,1%	16,1	1 616,0	76,0	1 692,0
Restantes centrais	243,9	2,2%	131,8	4 080,2	33,6%	256,0	-124,2	-5,8	-130,1

De igual modo, no que respeita à tarifa social de 2011, foram efetuadas correções do ajustamento face ao que foi considerado nos valores transferidos em 2013, em resultado da alteração das potências usadas para a repartição do financiamento da tarifa social, tendo por base a informação para 2011 recebida da DGEG no corrente ano. O quadro seguinte apresenta os montantes em causa.

Quadro 2-21 - Ajustamento da tarifa social referente a 2011

	Ajustamento 2011 Diferença para as transferências efetuadas em 2013	Juros	Correção do ajustamento de 2011, incluindo juros
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR
EDP Produção	2,644	0,054	2,698
Centrais com CMEC	-6,448	-0,131	-6,580
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	0,959	0,020	0,979
Restantes centrais	8,133	0,166	8,299
Iberdrola	-3,267	-0,067	-3,333
Centrais com CMEC	-3,267	-0,067	-3,333
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Endesa	-1,589	-0,032	-1,622
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	-320,187	-6,523	-326,710
Restantes centrais	318,597	6,490	325,088
Tejo Energia	0,693	0,014	0,707
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	0,693	0,014	0,707
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Turbogás	1,765	0,036	1,801
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	1,765	0,036	1,801
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Hidroelétrica Guadiana	-0,247	-0,005	-0,252
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	-0,247	-0,005	-0,252
Restantes centrais			
Total	0,000	0,000	0,000
Centrais com CMEC	-9,715	-0,198	-9,913
Centrais com CAE	2,459	0,050	2,509
Centrais com Incentivo	-319,474	-6,508	-325,983
Restantes centrais	326,731	6,656	333,387

Nota: Sinal positivo significa valor a pagar pelo produtor e sinal negativo significa valor a receber pelo produtor.

2.5 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com o n.º 6 do artigo 85.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2012 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 85.º aos valores realmente verificados em 2012, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O Quadro 2-22 compara os valores verificados em 2012 ("2012") com os previstos no cálculo das tarifas de 2012 ("Tarifas 2012"). O desvio a repercutir nas tarifas de 2014 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2012, de 1 184 528¹³ milhares de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 212 161¹⁴ milhares de euros, com os incentivos aceites *a posteriori* (-3 678¹⁵ milhares de euros). Esta diferença de -23 955 milhares de euros¹⁶ é atualizada para 2014 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

A consideração de eventual sobreinvestimento terá apenas efeito no cálculo do ajustamento de 2014 a repercutir nas tarifas de 2016, após análise detalhada da informação relativa ao período de regulação.

¹³ Proveitos faturados da URD_{AT/MT}, 473 899 milhares de euros (linha B) + Proveitos faturados da URD_{BT}, 710 629 milhares de euros (linha J).

¹⁴ Proveitos da DEE em AT/MT, 481 013 milhares de euros (linha A) + Proveitos da DEE em BT, 731 148 milhares de euros (linha I).

¹⁵ Melhoria da Qualidade de Serviço 1 460 milhares de euros (linha D) + Redução de Perdas em AT/MT, - 2 766 milhares de euros (linha E) e em BT, -2 372 milhares de euros (linha L).

¹⁶ Um valor negativo significa valor a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

Ajustamentos referentes a 2012 no Continente

Quadro 2-22 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2012	Tarifas 2012
$a = [(1) + ((2) \times (3)) + ((4) \times (5)) + ((6) \times (7) / 1000)]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	163 064	166 896
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	50 075	50 075
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	1,412	1,412
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 547,988	47 271,278
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	0,000	0,000
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injetada (GWh)	15 134	15 767
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/cliente)	2 105,142	2 105,142
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	23 793	23 787
$b = (8) + [(9) \times (10)]$	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	325 264	326 958
(8)	Amortizações dos ativos fixos	140 238	147 271
(9)	Valor médio dos ativos fixos	1 841 785	1 891 434
(10)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	10,05%	9,50%
c	Custos com planos de reestruturação de efetivos	24 529	24 823
d	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	31 844	31 844
A = a + b + c - d	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	481 013	486 833
B	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	473 899	
C = B - A	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	-7 114	
D	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	1 460	
E	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-2 766	
F = C - D - E	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em 2012 em AT/MT	-5 808	
G	Acerto do capex	-26	
H = [(F x (1 + i₂₀₁₂^D)) x (1 + i₂₀₁₃^D)] - G	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2012, em AT/MT	-6 055	
$e = [(1) + ((2) \times (3)) + ((4) \times (5)) + ((6) \times (7) / 1000)]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	240 459	251 035
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	75 310,482	75 310,482
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4,023	4,023
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída	22 453,804	24 959,347
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	0,000	0,000
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injectada	49,604	49,604
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	12,280	12,280
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 092 584	6 132 966
$f = g + h$	Custos com capital afectos à actividade de Distribuição	217 474	221 974
$g = (8) + [(9) \times (10)]$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	216 272	219 306
(8)	Amortizações dos ativos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional	106 333	113 224
(9)	Valor médio dos ativos fixos, calculado no âmbito da rede convencional	1 094 353	1 116 648
(10)	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculada no âmbito da rede convencional	10,05%	9,50%
$h = (11) + [(12) \times (13)]$	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	1 202	2 668
(11)	Amortizações dos ativos fixos, calculadas no âmbito da rede inteligente	650	2 122
(12)	Valor médio dos ativos fixos, calculado no âmbito da rede inteligente	4 776	4 965
(13)	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculada no âmbito da rede inteligente	11,55%	11,00%
i	Custos com planos de reestruturação de efetivos	45 717	46 114
j	Custos com rendas de concessão	249 404	248 231
k	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	21 906	21 906
I = e + f + i + j - k	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	731 148	745 448
J	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	710 629	
K = J - I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-20 519	
L	Incentivo à redução de perdas, em BT	-2 372	
M = K - L	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t em BT	-18 147	
N	acerto do capex	1 360	
O = [M x (1 + i₂₀₁₂^D)) x (1 + i₂₀₁₃^D)] - N	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2012, em BT	-20 360	
P = H + O	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2012	-26 415	
i_{2012}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2012 acrescida de spread	2,612%	
i_{2013}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%	

Nesta atividade aplicou-se até 2011 uma metodologia de regulação do tipo *price cap* sobre o conjunto dos custos regulados (operacionais e de investimento). A partir de 2012, retirou-se o custo com capital do âmbito do *price cap*.

Desta forma, sendo a atividade de Distribuição de Energia Elétrica regulada por custos aceites no CAPEX e *price-cap* no OPEX, os proveitos a proporcionar nesta atividade dependem dos seguintes fatores:

- Evolução dos ativos a remunerar;
- Evolução da taxa de remuneração dos ativos;
- Evolução dos *drivers* de custo do OPEX (energia elétrica entregue pelas redes de distribuição, energia injetada na rede e número de clientes);
- Nível de perdas nas redes de distribuição;
- Energia não distribuída em MT;
- Outros custos aceites.

Seguidamente é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2012.

2.5.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 2-23 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE. Recorde-se que, a partir do novo período de regulação (2012-2014), o CAPEX deixa de estar incluído no âmbito do *price-cap* passando a ser baseado num modelo de custos aceites.

Quadro 2-23 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2012 (1)	Tarifas 2012 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	328 183	374 075	-12,3%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	11 903 067	12 013 022	
Investimento Directo	33 798	57 100	
Transferências para Exploração	334 585	363 817	
Reclassificações, alienações e abates	-9 223	0	
Saldo Final (2)	12 262 227	12 433 939	-1,4%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	7 523 578	7 534 416	
Amortizações do Exercício	351 015	359 905	
Regularizações	-7 234	0	
Saldo Final (4)	7 867 359	7 894 321	-0,3%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	1 469 239	1 495 008	
Comparticipações do ano	58 136	99 406	
Amortização do ano	103 793	97 288	
Regularizações	-299	0	
Saldo Final (6)	1 423 283	1 497 126	-4,9%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) - (3) - (5)	2 910 251	2 983 598	-2,5%
Valor de 2012 (8) = (2) - (4) - (6)	2 971 585	3 042 491	-2,3%
Ativo líquido médio⁽¹⁾ (9) = [(7) + (8)]/2	2 940 918	3 013 045	-2,4%

O desvio de -2,4% no ativo líquido a remunerar resulta de uma sobrestimação do valor do ativo para 2011 e do valor dos investimentos para 2012 considerados no cálculo dos proveitos permitidos aquando a definição de Tarifas para 2012, por comparação com os valores verificados em 2012. A justificação para o desvio mencionado decorre da atual conjuntura económica associada a um contexto de diminuição verificada nos consumos de energia eléctrica.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA¹⁷, fixada para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS¹⁸ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminado no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9,50% para remunerar os ativos pertencentes à rede convencional e de 11,00% para os ativos classificados como rede inteligente. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2012, as taxas de remuneração finais para o ano de 2012 correspondem a 10,05% e 11,55%, respetivamente, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de 1 334 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012

2.5.2 EVOLUÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS NO OPEX

De acordo com a aplicação da fórmula de *price-cap*, o nível de OPEX aceite para 2012 apresenta um decréscimo de 3,4% entre o valor de 2012 (403,5 milhões de euros) e o considerado para cálculo de tarifas para 2012 (417,9 milhões de euros). A justificação de tal evolução é apresentada no quadro seguinte, em que verifica-se uma redução global no número de clientes considerado bem como na energia distribuída.

¹⁷ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

¹⁸ *Credit Default Swaps*.

Quadro 2-24 - Evolução dos indutores de custos no OPEX

Unidade: GWh

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012 - Tarifas 2012)	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	44 548	47 271	-2 723	-5,8%
Energia injetada (GWh)	15 134	15 767	-633	-4,0%
Clientes (número)	23 793	23 787	6	0,0%
Redes de BT				
Energia distribuída (GWh)	22 454	24 959	-2 506	-10,0%
Energia injetada (GWh)	50	50	0	0,0%
Clientes (número)	6 092 584	6 132 966	-40 382	-0,7%

Recorde-se que a componente variável, ou seja, a componente do OPEX que varia consoante o desenvolvimento da atividade da empresa, apresenta um peso de cerca de 70% em cada nível de tensão (AT/MT e BT).

2.5.3 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.

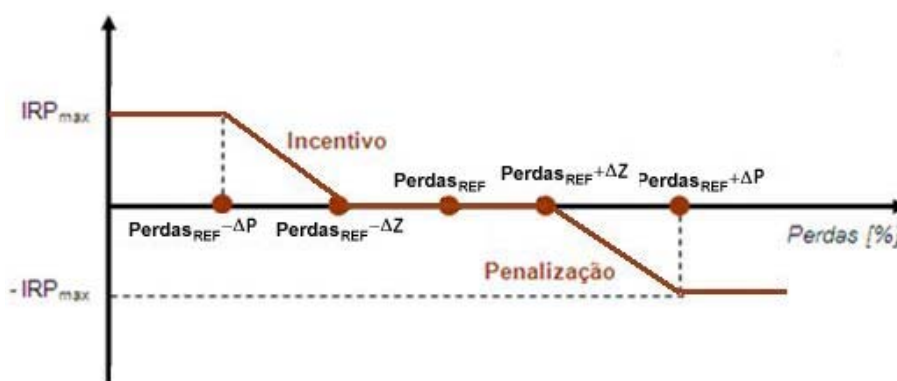
MECANISMO APLICADO DURANTE O PERÍODO REGULATÓRIO 2012-2014

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2012-2014 baseia-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência,

descontado de uma banda morta. O mecanismo prevê ainda um limite superior e inferior para as perdas, conforme ilustrado na Figura 2-6, tendo em consideração 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).
- Variação da banda morta (ΔZ), dentro da qual não é aplicada a valorização 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).

Figura 2-6 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



2.5.3.1 PARÂMETROS DO INCENTIVO PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2012-2014

O Quadro 2-25 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2012-2014.

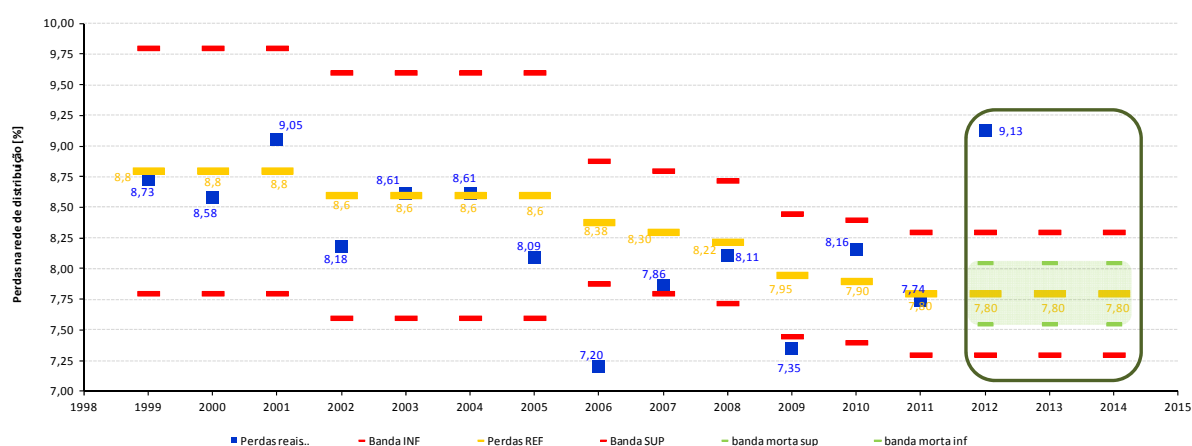
Quadro 2-25 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2012-2014

	2012	2013	2014
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Variação máxima aceite (ΔP)	0,50	0,50	0,50
Variação máxima da banda morta (ΔZ)	0,25	0,25	0,25

2.5.3.2 EVOLUÇÃO DAS PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída das redes de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A Figura 2-7 apresenta a evolução das perdas nas redes 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



2.5.3.3 EVOLUÇÃO DA VALORIZAÇÃO DAS PERDAS

O Quadro 2-26 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2012 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 2-26 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2012-2014

		2012
Valor real das perdas	(%)	9,13
Valor limite superior do incentivo	(%)	8,30
Valor limite superior da banda morta	(%)	8,05
Valor das perdas de referência	(%)	7,80
Diferença perdas	p.p.	1,08
Diferença perdas máxima	p.p.	0,25
Valorização Perdas V_p	(€/MWh)	48,07
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	42,754
Valor a pagar pela empresa	(10 ⁶ €)	5,138

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2012 foi utilizada a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 48,07 €/MWh. Esta valorização aplicada à diferença entre as perdas verificadas e o valor das perdas de referência descontado da banda morta resulta, se negativo, numa penalização para o operador da rede de distribuição.

A diferença entre as perdas reais (9,13%) e o valor superior da banda morta (8,05%) foi de 1.08pp. No entanto, como as perdas reais excederam o limite superior do incentivo (8,30%), a diferença é limitada ao seu valor máximo ou seja 0,25pp. Assim o valor da penalidade é de 5,138 milhões de euros.

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 2012 há lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor de referência.

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



Fonte: ERSE

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 setor. *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 2012, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2012, através do Diretiva n.º7/2011, de 22 de dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 2-27.

Quadro 2-27 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2012

END_{REF}	$0,000133 \times ED$
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 2012 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 2-28 apresenta o modo de determinação da *END* em 2012, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2012 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 2-28 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2012

Valores de energia activa 2012	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT\ MR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 412 711,43	22 599 963,14	13 111 425,94	6 403 102,19	48 527 202,70
$W_{CAT\ MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	7 399,87	28 415,00	22 421,94	14 445,89	72 682,71
$W_{CAT\ ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	101 970,65	791 651,55	590 064,55	344 899,69	1 828 586,43
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT\ MR} + W_{CAT\ MR}$ (MWh)	6 303 340,91	21 779 896,59	12 498 939,45	6 043 756,62	46 625 933,56
γ_{AT}	0,0132	0,0131	0,0120	0,0121	
$1 + \gamma_{AT}$	1,0132	1,0131	1,0120	1,0121	
$(1 + \gamma_{AT})^{-1}$	0,9870	0,9871	0,9881	0,9880	
$W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 221 220,80	21 498 269,26	12 350 730,68	5 971 501,45	46 041 722,19
$W_{CAT\ MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	22 484,71	77 494,15	56 103,66	35 649,36	191 731,87
$W_{CAT\ ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	676 884,44	2 676 663,22	1 880 782,24	1 061 331,89	6 295 661,78
$W_{CAT} = W_{CAT\ MR} + W_{CAT\ ML}$ (MWh)	699 369,15	2 754 157,37	1 936 885,89	1 096 981,24	6 487 393,66
$[W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 521 851,65	18 744 111,89	10 413 844,79	4 874 520,20	39 554 328,53
$ED = [W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					39 554 328,53
TIEPI (min)					48,58
TIEPI (h)					0,81
T (h)					8 760,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					3 656,28

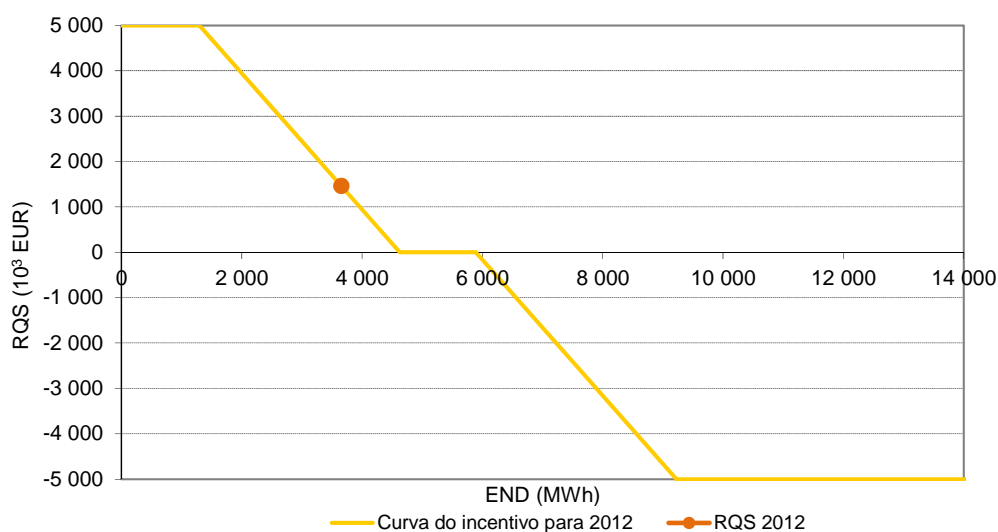
Com base no valor de ED em 2012 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 2-29.

Quadro 2-29 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2012

END (MWh)	3656,28
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$ (MWh)	5260,73
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$ (MWh)	631,29
$END_{REF} - \Delta V$ (MWh)	4629,44
$END_{REF} + \Delta V$ (MWh)	5892,01

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2012 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 1 459 745,14 euros.

Na Figura 2-9 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2012, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 2-9- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2012

2.5.5 OUTROS CUSTOS ACEITES

O valor do custo com as rendas de concessão em BT atinge em 2012 o valor de 249,4 milhões de euros, valor próximo ao considerado para cálculo dos proveitos permitidos para 2012 (248,2 milhões de euros).

O valor de custos com o plano de reestruturação de efetivos aceite em 2012 (70,2 milhões de euros) é cerca de 1% inferior ao considerado para efeitos de tarifas (70,9 milhões de euros).

2.6 COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com o n.º 5 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2012 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 2012.

No período regulatório de 2012-2014 foi reforçado o mecanismo de regulação com base em incentivos, através da introdução de um novo *driver* de custos, complementarmente ao número médio de clientes, e definidas novas metas de eficiência.

A introdução de um novo indutor de custos resulta do facto da EDP Serviço Universal (EDP SU) transferir, através de contratos de *outsourcing*, a operacionalização dos processos comerciais para a EDP Soluções Comerciais S.A. (EDP SC). Atendendo ao elevado peso que a prestação de serviços da EDP SC representa na estrutura de custos da atividade de comercialização da EDP SU, e à necessidade

de obter uma maior discriminação da informação sobre os mesmos, foi acordada a elaboração de um estudo, desenvolvido por uma entidade independente, que permitisse avaliar a sua eficiência, o qual foi elaborado em 2010. De acordo com os resultados obtidos no estudo procedeu-se à introdução dos processos de atendimento como *driver* de custos, na medida em que é um dos processos com maior peso no total dos custos imputados à EDP SU ao longo do último período regulatório.

Desta forma, o ajustamento a repercutir dois anos depois resulta da variação do número de clientes e do número de processos de atendimento 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 previstos e os custos ocorridos nas atividades reguladas do comercializador de último recurso.

O Quadro 2-30 compara os valores verificados em 2012 ("2012") com os previstos em 2011 no cálculo das tarifas de 2012 ("Tarifas 2012"), tendo em conta o diferencial previsto em Tarifas 2012. O desvio a repercutir nas tarifas de 2014 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2012, de 72 783¹⁹ 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 76 847²⁰ milhares de euros. Esta diferença de 4 064 milhares de euros é atualizada para 2014 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2012, acrescida de 1,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

¹⁹ Proveitos da CR_{NT}, 742 milhares de euros (linha D) + Proveitos da CR_{BTE}, 551 milhares de euros (linha D') + Proveitos da CR_{BTN}, 71 490 milhares de euros (linha B").

²⁰ Proveitos a recuperar da CR em NT, 813 milhares de euros (linha C) + Proveitos a recuperar da CR em BTE, 632 milhares de euros (linha C') + Proveitos da CR em BTN, 75 401 milhares de euros (linha A").

Quadro 2-30 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

			Unidade: 10 ³ EUR	
			2012	Tarifas 2012
1	$F_{C,NT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	99	99
2	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	11,442	11,442
3	$E_{C,NT}$	Número de consumidores médio, em NT	6 431	4 733
4		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/processo)	4	4
5		Número de processos, em NT	5 009	11 491
6	$PEF_{C,NT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
7	Δ_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	15	15
8	R_{ENT}^{CR}	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	112 414	111 928
9	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	79 636	66 544
10	f_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	10,05%	9,50%
11	$Z_{C,NT,t+1}$	Custos ocorridos no ano $t+1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
12	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em NT	-586	-586
A	$R_{C,NT}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	1 571	1 432
B		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)	758	758
C = A - B		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	813	674
D	$RF_{C,NT}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	742	
E = D - A + B		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2012	-71	
F = E*(1+i _{t-2}) ^E *(1+i _{t-1}) ^E	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2012	-74	
13	$F_{C,BTE}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	112	112
14	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	6,586	6,586
15	$E_{C,BTE}$	Número de consumidores médio, em BTE	13 567	9 428
16		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/processo)	4	4
17		Número de processos, em BTE	10 568	13 174
18	$PEF_{C,BTE}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
19	Δ_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	15	15
20	R_{EBTE}^{CR}	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE	68 804	55 266
21	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE	74 518	54 515
22	f_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	10,05%	9,50%
23	$Z_{C,BTE,t+1}$	Custos ocorridos no ano $t+1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
24	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BTE	-46	-46
A'	$R_{C,BTE}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	878	649
B'		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	246	246
C' = A' - B'		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	632	403
D'	$RF_{C,BTE}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	551	
E' = D' - A' + B'	(B') - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2012	-82	
F' = E'*(1+i _{t-2}) ^E *(1+i _{t-1}) ^E	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2012	-85	
25	$F_{C,BTN}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	36 291	36 291
26	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	3,708	3,708
27	$E_{C,BTN}$	Número de consumidores médio, em BTN	5 381 615	5 470 944
28		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT (€/processo)	3,714	4
29		Número de processos, em BTN	4 192 058	4 304 061
30	$PEF_{C,BTN}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
31	Δ_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	9	9
32	R_{EBTN}^{CR}	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTN	1 162 227	1 289 761
33	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTN	1 596 858	1 737 184
34	f_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	10,05%	9,50%
35	$Z_{C,AT,t+1}$	Custos ocorridos no ano $t+1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
36	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BTN	3 248	3 248
A''	$R_{C,BTN}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	75 401	60 419
B''	$RF_{C,BTN}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	71 490	
C'' = A'' - B''		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2012	-3 912	
D'' = C''*(1+i _{t-2}) ^E *(1+i _{t-1}) ^E	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2012	-4 095	
F + F' + D''	$\Delta R_{C,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2012	-4 255	
i_{t-2}^E	i_{2012}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2012 acrescida de spread	2,612%	
i_{t-1}^E	i_{2013}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%	

De seguida apresenta-se a diferença do número de clientes considerado no cálculo das tarifas de 2012 e o número real para 2012.

Quadro 2-31 - Número de clientes do CUR

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012-T2012)	
			Valor	%
Cientes				
NT	6 431	4 733	1 698	35,9%
BTE	13 567	9 428	4 139	43,9%
BTN	5 381 615	5 470 944	-89 329	-1,6%
Total	5 401 613	5 485 105	-83 492	-1,5%

Finalmente apresenta-se a diferença do número de processos de atendimento considerado no cálculo das tarifas de 2012 e o número real para 2012.

Quadro 2-32 - Número de processos de atendimento do CUR

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012-T2012)	
			Valor	%
Processos				
NT	5 009	11 491	-6 482	-56,4%
BTE	10 568	13 174	-2 606	-19,8%
BTN	4 192 058	4 304 061	-112 003	-2,6%
Total	4 207 635	4 328 726	-121 091	-2,8%

Importa referir que no início do período regulatório em vigor, a EDP Soluções Comerciais alterou o seu modelo de faturação dos serviços comerciais prestados à EDP SU. O atual modelo de faturação assenta nas linhas de serviços prestados, ao contrário do anterior, que se baseava na faturação por processos comerciais, pelo que era identificável a faturação ocorrida ao nível dos processos de atendimento. Neste sentido, a adoção do novo sistema de faturação dificulta o processo de monitorização do volume dos processos de atendimento por parte da ERSE.

Contudo, esta monitorização revela-se imperativa, pelo que a mesma é realizada pela ERSE de forma integrada com a análise à evolução da atividade da EDP SU para efeitos de aceitação de volume anual de processos de atendimento e respetivos custos associados. Adicionalmente, esta monitorização será necessária aquando da avaliação do desempenho da empresa no final do período regulatório e consequente definição de parâmetros.

Atualmente, a ERSE tem observado que a evolução do volume de processos regista um comportamento decrescente, em linha com a evolução da atividade de comercialização, embora a um ritmo inferior.

2.7 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 2011, com a alteração regulamentar, procedeu-se ao alargamento da regulação por incentivos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR, 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 Compra e Venda 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.

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

De acordo com o artigo 87º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (CVEE PRE) resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2012 e a diferença entre os custos reais de:

- Aquisição a estes produtores e as quantidades adquiridas valorizadas a preço de mercado;
- Custos de funcionamento afetos à função CVEE PRE;
- Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

O desvio de 2012 dos custos da PRE atingiu o montante de -383 487²¹ milhares de euros, consequência do aumento do preço unitário da PRE em relação ao preço de mercado face ao inicialmente previsto. O quadro seguinte demonstra o acima mencionado.

²¹ Desvio PRE^{FER}, -214 691 milhares de euros + Desvio PRE^{FENR}, -168 796 milhares de euros.

Quadro 2-33 - Desvios custos PRE

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012-T2012)	
			Valor	%
Quantidades (GWh)	18 982	19 626	-645	-3,3%
PRE FER	12 219	12 891	-672	-5,2%
PRE NFER	6 762	6 735	27	0,4%
Preço (€/MWh)				
Preço médio de venda PRE	44,12	57,30	-13,19	-23,0%
Custo médio PRE	112,42	119,72	-7,30	-6,1%

Nota: O preço médio de Tarifas 2012 não inclui desvios

Tal como referido anteriormente, desde a revisão regulamentar ocorrida em 2011, 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 tidos em conta os perfis de aquisição da PRE, bem como os custos com desvios de programação que lhe estão associados.

O ajustamento desta componente a repercutir em 2014, de -131 316 milhares de euros, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -401 519²² milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2013 (-270 204²³ milhares de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2014. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

²² Desvio PRE^{FER} atualizado, -224 786 milhares de euros + Desvio PRE^{FENR} atualizado, -176 733 milhares de euros.

²³ Ajustamento provisório PRE^{FER} atualizado, -147 198 milhares de euros e ajustamento provisório PRE^{FENR} atualizado, -123 005 milhares de euros

Quadro 2-34 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

Unidade: 10³ EUR

		2012
A	Diferencial da PRE^{FER} recuperado em 2012	139 916
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais	354 606
1	Compras	1 247 417
2	Vendas	539 065
3	Outros custos e custos de funcionamento	8 226
4	Ajustamento $t-1$	-22 953
5	Ajustamento $t-2$	-88 658
6	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-473 582
C	Desvio do diferencial PRE^{FER} , em 2012 (A) - (B)	-214 691
D	Desvio do diferencial PRE^{FER} , em 2012 actualizado para 2014 = $C \times (1+i_{t-2}^E) \times (1+i_{t-1}^E)$	-224 786
E	Valor do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nos proveitos de 2013	-144 260
F	Valor do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nos proveitos de 2013, actualizado para 2014 = $F \times (1+i_{t-1}^E)$	-147 198
G	Ajustamento do diferencial PRE^{FER} , de 2012 a recuperar nos proveitos permitidos de 2014 = (D) - (F)	-77 588
H	Diferencial da PRE^{FENR} recuperado em 2012	215 619
I	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais	384 415
7	Compras	886 478
8	Vendas	298 325
9	Outros custos e custos de funcionamento	5 549
10	Ajustamento $t-1$	-85 081
11	Ajustamento $t-2$	-86 697
12	Cogeração FER	81 383
13	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-462 449
J	Desvio do diferencial PRE^{FENR} , em 2012 (H) - (I)	-168 796
K	Desvio do diferencial PRE^{FENR} , em 2012 actualizado para 2014 = $J \times (1+i_{t-2}^E) \times (1+i_{t-1}^E)$	-176 733
L	Valor do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nos proveitos de 2013	-120 550
M	Valor do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nos proveitos de 2013, actualizado para 2014 = $F \times (1+i_{t-1}^E)$	-123 005
N	Ajustamento do diferencial PRE^{FENR} , de 2012 a recuperar nos proveitos permitidos de 2014 = (K) - (M)	-53 728
O	Ajustamento do diferencial PRE, de 2012 a repercutir nos proveitos permitidos de 2014 [(G) + (N)]	-131 316
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2012 acrescida de spread	2,612%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%

2.8 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO A CLIENTES

De acordo com o artigo 88º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (CVEE FC) 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 para fornecimento a clientes calculados com base em custos reais. O ajustamento na função CVEE FC referente a 2012 a repercutir nas tarifas de 2014 é de -27 545 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 2-35.

Quadro 2-35 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2012
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	1 227 763
+	Custo médio de aquisição	50,46
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	22 679
+	Desvio por gestão de carteira	21 265
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	62 228
+	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	4 272
-	Correção extraordinária referente aos custos de funcionamento 2010	-3 260
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	1 228 775
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida atividade e sobreproveito	1 343 769
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em 2012	114 995
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2013 = $(C) \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	120 402
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2012 calculado em 2013 e atualizados para 2014	147 947
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em 2012 atualizado para 2014	-27 545
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2012 acrescida de spread	2,612%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%

Aquando da definição das tarifas para 2012, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR (sem serviços de sistema²⁴), 57,72 €/MWh, foi superior ao ocorrido, 50,46 €/MWh.

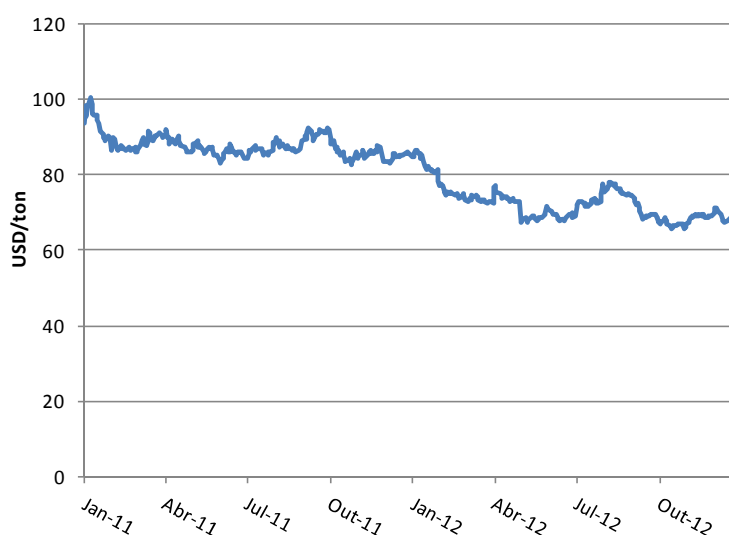
²⁴ Os custos com serviços de sistema encontram-se nos outros custos.

Quadro 2-36 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR

Unid: €/MWh	
Tarifas 2012 Valor implícito nas tarifas	2012 Real
57,72	50,46

Nota: Sem serviços de sistema

Este facto deveu-se, em parte, ao preço de algumas *commodities* em 2012 ter-se revelado inferior relativamente ao valor previsto aquando da definição das tarifas para esse ano, como é ilustrado nas duas figuras seguintes e no Quadro 2-37.

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

O petróleo registou, em termos médio, uma ligeira subida do preço relativamente ao previsto mas não muito relevante como se pode verificar na Figura 2-11. No entanto, 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, sendo que existe uma relação negativa entre estes fatores e a evolução do preço de energia elétrica no mercado grossista.

Figura 2-11 - Evolução do preço petróleo Brent

O Quadro 2-37 mostra que a hidraulicidade deveria 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 abaixo de 0,5. No entanto, a produção em regime especial funcionou no sentido da atenuação do efeito da hidraulicidade pelo facto de ter sido inferior à prevista.

Quadro 2-37 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2012

	Tarifas 2012 valores implícitos nas previsões	2012 real
Carvão (EUR/ton)	90,97	72,3
Petróleo - Brent (EUR/bbl)	77,7	86,8
Índice de Produtividade Hidroelétrica	1	0,48
Produção PRE Portugal (GWh)	19 626	18 982

2.9 AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA PARA UM SISTEMA TARIFÁRIO ADITIVO

O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2, está previsto no artigo 129.º do Regulamento Tarifário. A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da convergência para um sistema tarifário aditivo, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso.

Em 2012 ocorreu um desvio na ordem dos 25 682 milhares de euros. Este desvio atualizado para 2014 atinge o montante de 26 890 milhares de euros.

Quadro 2-38 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2

		Unidade: 10 ³ EUR
		2012
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	3 198 494
+	Energia	1 343 537
+	Uso Global do Sistema	822 304
+	Uso da Rede de Transporte	121 167
+	Uso da Rede de Distribuição	807 773
+	Comercialização	72 783
B	Proveitos que resultam da faturação	3 167 563
C	Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória	5 249
D	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 (A) - (B) - (C)	25 682
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2012 acrescida de spread	2,612%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 atualizado para 2014 = (D) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	26 890

2.10 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 2-39 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2012 definidos em 2011, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2012, com base nos valores verificados em 2012. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos faturados em 2012 e os proveitos permitidos calculados em 2012 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2014.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

Ajustamentos referentes a 2012 no Continente

Quadro 2-39 - Proveitos permitidos em 2012 e ajustamento em 2014

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2011 (tarifas 2012)	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 2012	Proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2013	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio[1]	Desvio actualizado para 2014	Ajustamento provisório calculado em 2012 actualizado para 2014	Acerto do CAPEX	Juros sobre o ajustamento provisório de 2013 definido pela Portaria 145/2013, de 9 de Abril	Ajustamento a repercutir em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (2)+(4)-(5)-(6)	(8) = ((7)-(6)) x (1+2012)x(1+2013) - (6)	(9)	(10)	(11)	(12) = (8) - (9) + (10) + (11)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	133 631			133 631	147 724	3 320	-17 413	-18 232	0		-533	-18 764
Proveitos permitidos à REN Trading	133 631	0	0	133 631	147 724	3 320	-17 413	-18 232	0	0	-533	-18 764
Gestão Global do Sistema (GGS)	487 016			459 821	436 720		23 101	24 187	-10 280	-1 660		32 808
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	328 490			314 167	323 673	989	-10 495	-10 942		-3 013		-13 955
Proveitos permitidos à REN	815 505	0	0	773 988	760 393	989	12 606	13 245	-10 280	-4 673	0	18 852
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	1 820 438			1 693 590	1 763 226		-69 635	-72 910				-72 910
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 232 281			1 184 528	1 212 161	-3 678	-23 955	-25 081		-1 334		-26 415
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	3 052 719	0	0	2 878 118	2 975 387	-3 678	-93 590	-97 991	0	-1 334	0	-99 325
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 242 312		445 870	1 699 304	1 993 478		-242 810	-254 228	-122 257			-131 971
Sobrecusto da PRE	355 534		0	355 534	739 021		-363 487	-401 519	-270 204			-131 316
CVEE	886 778		445 870	1 343 769	1 228 775		114 995	120 402	147 947			-27 545
Ajustamento da aditividade tarifária					25 682		25 682	26 890				26 890
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)				1 751 011	1 751 011		0	0				0
Comercialização (C)	62 499	1 004		72 783	77 850		-4 064	-4 255				-4 255
Proveitos permitidos à EDP SU	1 304 812	1 004	445 870	3 523 098	3 822 339	0	-246 874	-258 483	-122 257	0	0	-136 226
Total no continente						631	-345 271	-361 461	-132 537	-6 007	-533	-235 463

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

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

3 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Neste capítulo comparam-se os custos e os proveitos verificados no ano de 2012 com os valores que tinham sido previstos em 2011 para a determinação das tarifas de energia elétrica em 2012. Esta análise tem por objetivo não só avaliar o desempenho da EDA, mas também determinar para cada atividade, o ajustamento relativo ao ano de 2012 a repercutir nas tarifas de 2014, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

O ano de 2012 foi o 1º ano do quinto período regulatório na Região Autónoma dos Açores, período para o qual foram introduzidas alterações significativas ao nível da metodologia de regulação das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE).

Na atividade de AGS destacam-se as alterações verificadas ao nível do OPEX líquido, passando de uma metodologia de regulação de custos aceites em base anual, para um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência. No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada, continuando, por conseguinte, a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

As alterações introduzidas para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de DEE, ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e no que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, bem como definidos novos *drivers* de custos para a componente variável (energia fornecida e número médio de clientes) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar.

No que se refere à atividade de CEE, o CAPEX passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e no que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos cujo *driver* é o número médio de clientes (à semelhança do período regulatório precedente) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar a ambas as componentes de custos.

3.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

De acordo com o n.º 6 do artigo 93.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2012, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 154 824 milhares de euros (linha 5) e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula

definida no n.º 1 do artigo 93.º aos valores verificados em 2012, de 158 245 milhares de euros (linha 1), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de -1 012 milhares de euros (linha 6) 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 - 674 milhares de euros (linha 7). Este desvio é atualizado para 2014 aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2012, acrescida de *spread* de 1,5% e EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2013, acrescida de *spread* de 1,5%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2012 resultaram da soma das seguintes parcelas:

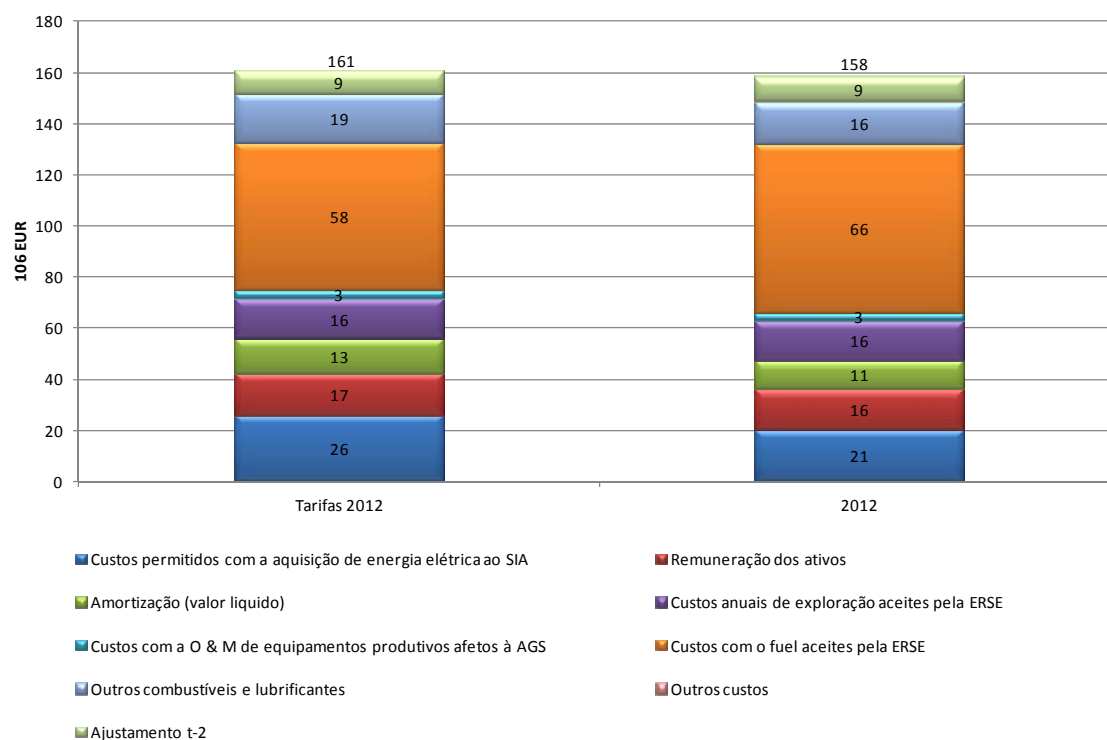
- Proveitos recuperados pela EDA por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas a clientes finais da RAA em 2012, no montante de 80 200 milhares de euros (linha 2);
- Compensação pela convergência tarifária de 74 849 milhares de euros (linha 3);
- Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA, no montante de -226 milhares de euros (linha 4);

O Quadro 3-1 permite comparar os valores verificados em 2012 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2012 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2014.

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

		2012	Tarifas 2012	Diferença 2012 - Tarifas 2012	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIA	20 714	25 944	-5 230	-20,2%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 067	13 488	-2 421	-18,0%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	165 308	184 831	-19 523	-10,6%
d	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,55	9,00		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	15 557	15 557	0	0,0%
f	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	3 005	3 270	-265	
g	Custos com o fuel aceites pela ERSE	65 896	57 865	8 031	13,9%
h	Outros combustíveis e lubrificantes, com excepção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	16 437	18 746	-2 309	
i	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas	518			
j	Custos incorridos não previstos	12			
k	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0		0	
l	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-8 809	-8 809	0	0,0%
m	Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	449	449		
1 = a+b+c*d/100+e+f+g+h+i+j+k+l+m		158 245	160 764	380	0,2%
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	80 200			
3	Compensação relativa ao sobrecurso da AGS	74 849			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	-226			
5 = 2+3+4		154 824			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-1 012			
7	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, no ano t-2	-674			
8 = 5-1+6-7	Desvio de 2012	-3 758			
9	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2012 + spread	2,612%			
10	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 + spread	2,037%			
11 = 8*(1+9)*(1+10)		-3 935			
12	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 556			
13 = 11+12*(1+10)		-6 543			

Na Figura 3-1 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2012 como em Tarifas de 2012, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

Figura 3-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS

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 inferiores aos previstos em cerca de 20%. Tal é explicado pela diminuição das quantidades adquiridas, de cerca de 21 %. O custo unitário da energia térmica e biogás foi inferior ao previsto em 9%. O custo unitário de aquisição das energias renováveis apresenta um acréscimo de 1,1% 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 (10³ EUR)		
	2012	T2012	Δ%	2012	T2012	Δ%	2012	T2012	Δ%
Hídrica	28 411	31 049	-8,5%	91,46	90,80	0,7%	2 598	2 819	-7,8%
Geotérmica	134 086	178 704	-25,0%	91,50	90,80	0,8%	12 269	16 226	-24,4%
Eólica	62 652	75 675	-17,2%	91,65	90,80	0,9%	5 742	6 871	-16,4%
Térmica	21	31	-31,3%	82,31	90,80	-9,3%	2	3	-37,7%
Biogás	190	273	-30,4%	82,31	90,80	-9,3%	16	25	-36,9%
Microgeração									
Eólica	4			323,41			1		
Fotovoltaica	210			401,57			84		
Outros	10			192,67			2		
Total	225 585	285 732	-21,1%	91,82	90,80	1,1%	20 714	25 944	-20,2%

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

	2012 em 2011 EDA	Tarifas 2012	2012 EDA real	2012 ERSE real	2012 EDA real/ Tarifas 2012	2012 ERSE real/ Tarifas 2012	2012 EDA real/ 2012 em 2011 EDA
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = [(3) - (2)] / (2)	(6) = [(4) - (2)] / (2)	(7) = [(3) - (1)] / (1)
	10³ EUR				%		
Fuelóleo	73 314	57 865	69 036	65 896	19,3%	13,9%	-5,8%
Gasóleo	16 995	16 995	15 290	15 290	-10,0%	-10,0%	-10,0%
Lubrificantes	1 741	1 741	1 142	1 142	-34,4%	-34,4%	-34,4%
Amónia	11	11	5	5	-57,3%	-57,3%	-57,3%
Total	92 060	74 860	84 326	81 186	12,6%	8,5%	-8,4%

Observa-se que, em 2012 ("2012 ERSE real"), os custos com os combustíveis foram superiores aos previstos nas Tarifas 2012 em 8,5% (6 327 mil de euros).

CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE FUELÓLEO NA RAA

No período regulatório compreendido entre 2009 e 2011, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas (RA) tendo subjacente a definição de metas de ganhos de eficiência, nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador da nova metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.

Neste sentido, a ERSE entendeu como correto recorrer a uma entidade externa e independente, que permitisse definir a margem de ganhos de eficiência destas empresas na atividade de aquisição do fuelóleo. A KEMA foi a empresa escolhida para efetuar o estudo, tendo a ERSE pretendido que o mesmo servisse de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização de fuelóleo, definidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão de Sistema (AGS). O estudo visou igualmente definir os mercados primários de referência para compra de fuelóleo nas RA.

De salientar que este processo iniciou-se numa fase importante para as empresas insulares, por coincidir com a renegociação dos seus contratos de fornecimento de fuelóleo. Por outro lado, os investimentos em algumas das mais importantes infraestruturas de armazenamento, designadamente na ilha de São Miguel, estão a ser reequacionados, face à localização das atuais instalações (no centro de Ponta Delgada) e à antiguidade das mesmas (com cerca de 80 anos).

Os custos eficientes definidos no âmbito do estudo efetuado, foram aplicados pela ERSE nos ajustamentos aos custos com fuelóleo, das duas RA, relativos aos anos de 2010 e 2011.

Relativamente à EDA, o estudo efetuado pela KEMA já incorporava uma análise dos dois novos contratos celebrados em fevereiro de 2010:

- Entre o Governo Regional do Açores (GRA) e a Bencom, que estabelece que o único fornecedor de fuelóleo e gasóleo na RAA é a Bencom;
- Entre o GRA e a EDA, que estabelece a obrigatoriedade da EDA adquirir todo o fuelóleo à Bencom.

Com base na análise dos custos, foram aplicados para a EDA, nos ajustamentos de 2010 e de 2011, os custos de referência para a atividade de descarga e armazenamento aceites pela ERSE. O valor para 2010 correspondeu ao valor mínimo entre os custos de descarga e armazenamento recalculados pela ERSE, com base nos dados facultados pela KEMA e os custos calculados pela KEMA na perspetiva regulatória²⁵ e numa perspetiva de custo atual anual²⁶.

Os custos aceites foram custos de referência que correspondem em grande parte a custos de investimento, não se aplicando por isso metas de eficiência adicionais. Registe-se que, a remuneração dos investimentos é transposta para os proveitos permitidos com um perfil decrescente, com a diminuição do ativo líquido a remunerar.

²⁵ Ativos líquidos × taxa de remuneração do ativo + amortizações do exercício líquidas de amortizações do imobilizado participado + OPEX.

²⁶ Custo real apurado pela KEMA para 2010, aplicando-se aos volumes de combustível ocorrido em 2009.

Para os ajustamentos dos anos de 2012 a 2014, a ERSE irá, no caso da EDA, calcular anualmente os custos eficientes com descarga e armazenamento, atualizados de acordo com o perfil de evolução de custos determinados em 2011 e da atualização da taxa de remuneração dos ativos aplicada em sede ajustamentos aos ativos da atividade de AGS. Estes custos incorporam o CAPEX e o OPEX das infraestruturas de armazenamento da RAA, tendo sido determinados, com base em custos tipo definidos pela KEMA, para as instalações de armazenamento de cada ilha.

No atual período regulatório, a EDA instalou grupos de produção a fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge. Assim, a ERSE irá solicitar à EDA a informação relevante sobre as características das infraestruturas de armazenamento de fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge para quantificar os seus custos de CAPEX e de OPEX, por forma a determinar os custos eficientes de descarga e armazenamento a aplicar no cálculo dos ajustamentos aos custos de fuelóleo, quando os mesmos ocorrerem nessas ilhas.

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

2012	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	564,87		50 135	1 379	29 698	30 992	-1 293
Terceira	564,87		38 106	2 496	24 021	24 638	-617
São Jorge	564,87	603,30	0	0	0	0	0
Pico	564,87	604,48	8 615	437	5 644	6 229	-585
Faial	564,87	600,72	10 090	472	6 533	7 177	-644
Total			106 945	4 784	65 896	69 036	-3 140

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

	2012		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total m€
Central Termoelétrica SMG	50 134,6	4,23	212
Central Termoelétrica TER	38 105,7	4,70	179
Central Termoelétrica PIC	8 614,6	7,06	61
Central Termoelétrica FAI	10 090,1	6,53	66
Total			518

3.1.2.1 LICENÇAS DE CO₂

Em 2012, os custos associados às licenças utilizadas de CO₂ atingiram os 2 704 milhares de euros correspondendo à utilização de 335,7 kton de CO₂. O quadro seguinte evidencia a movimentação das licenças de CO₂ durante o ano de 2012.

Quadro 3-6 - Movimentos das licenças de CO₂

	Quantidade (Kton)	Valor unitário (EUR/ton)	Valor 10 ³ EUR
Saldo inicial	167,7	13,90	2330,6
Licenças atribuídas	477,9	6,90	3 297,4
Licenças adquiridas	0,0	0,00	0,0
Licenças utilizadas	335,7	6,76	2 704
do ano anterior	49,4	15,59	770,3
atribuídas no ano	286,2	6,76	1 933,6
adquiridas no ano		0,00	0,0
Licenças vendidas	118,2	13,19	1 560,2
Saldo final	191,6	7,12	1 363,8

O ano de 2012 foi o quarto ano em que se procedeu à aplicação do Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de abril de 2008, no que concerne ao mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂. A aplicação do referido mecanismo conduziu a ganhos de 176 016 euros, partilhados a 50% entre consumidores e empresa, o que resulta no apuramento de um proveito no montante de 674 milhares de euros para a EDA.

3.1.3 AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NACIONAL

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores, calculado de acordo com o Artigo 130.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 2012, este ajustamento foi de -1 012 milhares de euros.

Quadro 3-7 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

		Unidade: 10 ³ EUR
		2012
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	105 160
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	80 200
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.	24 473
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	1 798
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	-299
6=1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-1 012

3.1.4 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 3-8 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 3-8 - Movimentos no ativo líquido a remunerar²⁷Unidade: 10³ EUR

	2012	Tarifas 2012	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	324 569	354 885	
Investimento Directo	248	397	
Transferência p/ exploração	23 688	5 091	
Reclassificações, alienações e abates	161	0	
Saldo Final (2)	348 666	360 373	-3,2%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	146 897	147 404	
Amortizações do Exercício	12 724	15 170	
Regularizações e abates	519	61	
Saldo Final (4)	160 140	162 635	-1,5%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	18 620	18 620	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 658	1 682	
Saldo Final (6)	16 962	16 937	0,1%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) - (3) - (5)	159 053	188 861	-15,8%
Valor de 2012 (8) = (2) - (4) - (6)	171 564	180 801	-5,1%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	165 308	184 831	-10,6%

Na AGS a variação do investimento deve-se essencialmente ao facto do saldo inicial de tarifas 2012 ter sido muito superior ao que se veio a verificar face à redução substancial de investimentos em 2011. O desvio só não foi maior face ao volume de investimento realizado em 2012 com destaque as ampliações da Central Térmica do Aeroporto, em Santa Maria e da Central Térmica de Santa Bárbara no Faial, e a 1ª fase da construção da Nova Central das Flores.

²⁷ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

3.1.5 TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA²⁸, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS²⁹ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2012 a taxa de remuneração final para o ano de 2012 corresponde a 9,55%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de -2 556 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012.

3.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 95.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2012, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2012 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 89.º aos valores realmente verificados em 2012.

No Quadro 3-9 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2012 (“Tarifas 2012”), bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2012 (“2012”), por nível de tensão. O ajustamento de 2012 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2014 é de 661 mil euros³⁰ resultante de um ajustamento em MT de -11 492 milhares de euros e em BT de 12 152 mil euros.

O desvio do ano sem juros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -18 135 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2012 por aplicação das tarifas no Continente no total de 24 473 milhares de euros (4 262 milhares de euros em MT (linha 2') e 20 211 milhares de euros em BT (linha 2'')) e os proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2013, no total de 42 607 milhares de euros (27 502 milhares de euros em MT (linha 1') e 15 105 milhares de euros em BT (linha 1'')).

²⁸ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

²⁹ *Credit Default Swaps*.

³⁰ Um ajustamento positivo significa um montante a pagar pela empresa.

- +19 061 milhares de euros (12 315 milhares de euros em MT (linha 3') e 6 746 mil euros em BT (linha 3'')) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -57 mil euros (-37 mil euros em MT (linha 4') e -20 mil euros em BT (linha 4'')) relativos ao custo da convergência tarifária da RAA não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAA.
- -245 mil euros (-13 mil euros em MT (linha 7') e -231 mil euros em BT (linha 7'')) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

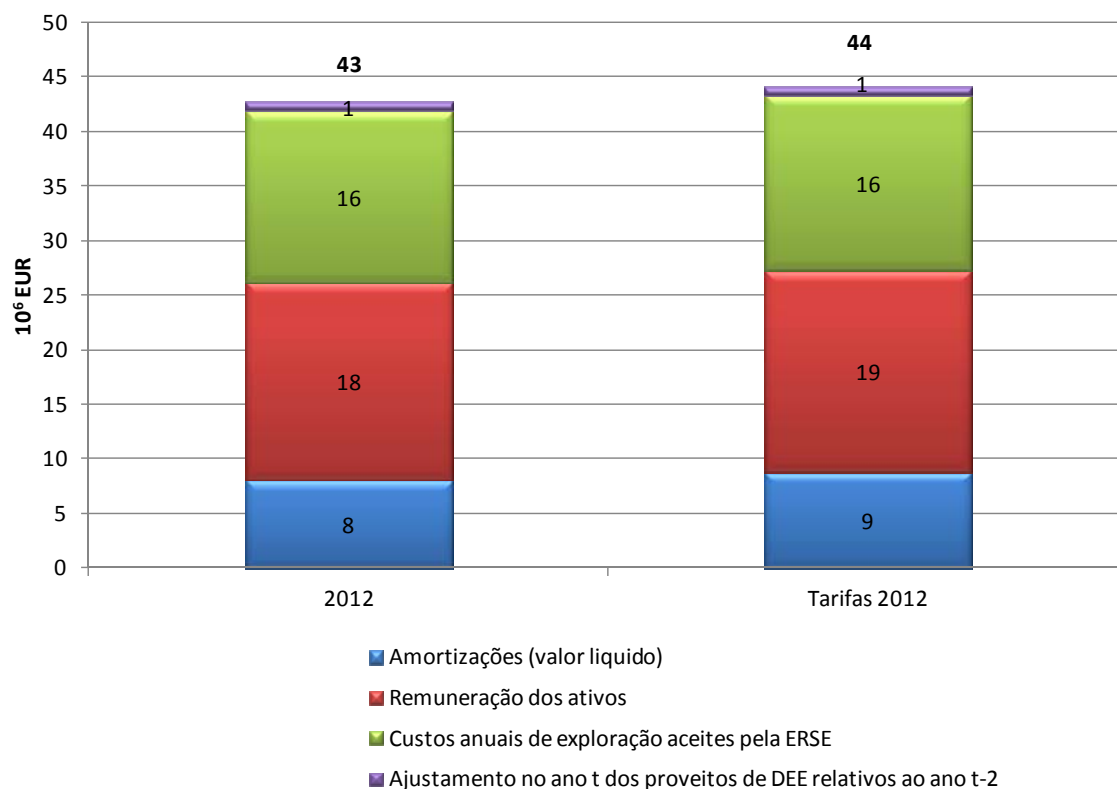
Ajustamentos referentes a 2012 na RAA

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

		2012	Tarifas 2012	Diferença 2012 - Tarifas 2012	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	8 046	8 774	-728	-8,3%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	180 001	195 177	-15 176	-7,8%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	10,05	9,50	0,5	5,7%
d	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15 698	15 972	-275	-1,7%
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	-625	-625		
f	Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	156	156		
1= a+b*c/100+d-e+f		42 607	44 069	-1 461	-3,3%
g	Energia Distribuída (MWh)	729 889	785 339		
2=1/g		58,59	56,31	2	4,0%
tx 2012	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2012 + spread	2,612%			
tx 2013	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 + spread	2,037%			
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	3 723	4 001	-278	-6,9%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	100 710	109 570	-8 861	-8,1%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	10,05	9,5	1	5,7%
d'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 316	5 324	-8	-0,1%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 662	2 662		
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (€/energia vendida)	0,004524	0,004524		
g'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	276 074	290 164	-14 091	-4,9%
h'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (€/cliente)	2	2		
i'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	725	696	29	4,2%
j'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-8 280	-8 280		
k'	Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	66	66		
1= a'+b'*c'/100+d'-j'+k'		27 502	28 080	-577	-2,1%
2'	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em MT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	4 262			
3'	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	12 315			
4'	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 MT	-37			
5'=2'+3'+4'		16 540			
6'=(5'-1')*(1+tx 2012)/(1+tx 2013)		-11 478			
7'	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT	-13			
8'=6'+7'*(1+tx 2013)		-11 492			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 323	4 773	-450	-9,4%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	79 292	85 607	-6 315	-7,4%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	10,05	10	0,5	5,7%
d''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	10 381	10 648	-267	-2,5%
e''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 324	5 324		
f''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (€/energia vendida)	0,005328	0,005328		
g''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	453 816	495 175	-41 359	-8,4%
h''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em BT (€/cliente)	0,021793	0,02179		
i''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	121 104	123 260	-2 156	-1,7%
j''	Custos incorridos não previstos	0			
k''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	7 655	7 655		
l''	Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	90	90		
1''= a''+b''*c''/100+d''-k''+l''		15 105	15 989	-884	-5,5%
2''	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	20 211			
3''	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	6 746			
4''	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	-20			
5''=2''+3''+4''		26 937			
6''=(5''-1'')*(1+tx 2012)/(1+tx 2013)		12 388			
7''	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT	-231			
8''=6''+7''*(1+tx 2013)		12 152			
9 = 8'+8''		661			

Na Figura 3-2 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da DEE.

Figura 3-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



3.2.1 ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2012, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA caiu cerca de 5,4% relativamente a 2011.

O Quadro 3-10 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2012, que se situaram em -4,9% e em -8,4%, respetivamente.

Quadro 3-10 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unid: MWh

	Real 2012	Tarifas 2012	Diferença 2012 - Tarifas 2012	
			10 ³ EUR	%
Redes de MT	276 074	290 164	-14 091	-4,9%
Redes de BT	453 816	495 175	-41 359	-8,4%

3.2.2 NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 3-11 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2012 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 3-11 - Número médio de clientes

	Real 2012	Tarifas 2012	Diferença 2012 - Tarifas 2012	
			10 ³ EUR	%
N.º Clientes em MT	725	696	29	4,2%
N.º Clientes em BT	121 104	123 260	-2 156	-1,7%

O desvio no número de clientes em MT e BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2012, situou-se em 4,2% e em -1,7%, respetivamente.

3.2.3 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 3-12 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 3-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2012 (1)	Tarifas 2012 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	360 579	369 757	
Investimento Directo	1 916	1 908	
Transferências para Exploração	10 995	25 355	
Reclassificações, alienações e abates	-960	0	
Saldo Final (2)	372 529	397 020	-6,2%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	130 224	130 558	
Amortizações do Exercício	11 101	11 916	
Regularizações	-757	-60	
Saldo Final (4)	140 568	142 414	-1,3%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	51 383	51 657	
Comparticipações do ano	2 601	3 278	
Amortização do ano	3 055	3 142	
Saldo Final (6)	50 929	51 793	-1,7%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) - (3) - (5)	178 972	187 542	-4,6%
Valor de 2012 (8) = (2) - (4) - (6)	181 031	202 812	-10,7%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	180 002	195 177	-7,8%

Ao nível da DEE o desvio ocorrido deve-se sobretudo à não realização ou atraso na execução de alguns projetos que estavam previstos para 2012, sobretudo ao nível a média tensão. A este nível destacam-se os investimentos de construção da SE São Roque do Pico, a construção da SE da Lagoa, em São Miguel, fornecimento e montagem de TP nas SE de Foros, Lagoa e Caldeirão, todos em São Miguel e a remodelação da SE do Aeroporto, em Santa Maria.

3.2.4 TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA³¹, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS³² da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9,50% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2012 a taxa de remuneração final para o ano de 2012 corresponde a 10,05%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de -245 mil euros (-13 mil euros em MT e -231 mil euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012.

3.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 96.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 2012 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 96.º aos valores realmente verificados em 2012.

O Quadro 3-13 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2012, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -83 mil euros e em BT de -120 mil euros, perfazendo um ajustamento de -203 mil euros³³ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2012 (“2012”) com os valores estimados em 2011 no cálculo das tarifas de 2012 (“Tarifas 2012”), por nível de tensão.

³¹ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

³² *Credit Default Swaps*.

³³ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

Ajustamentos referentes a 2012 na RAA

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

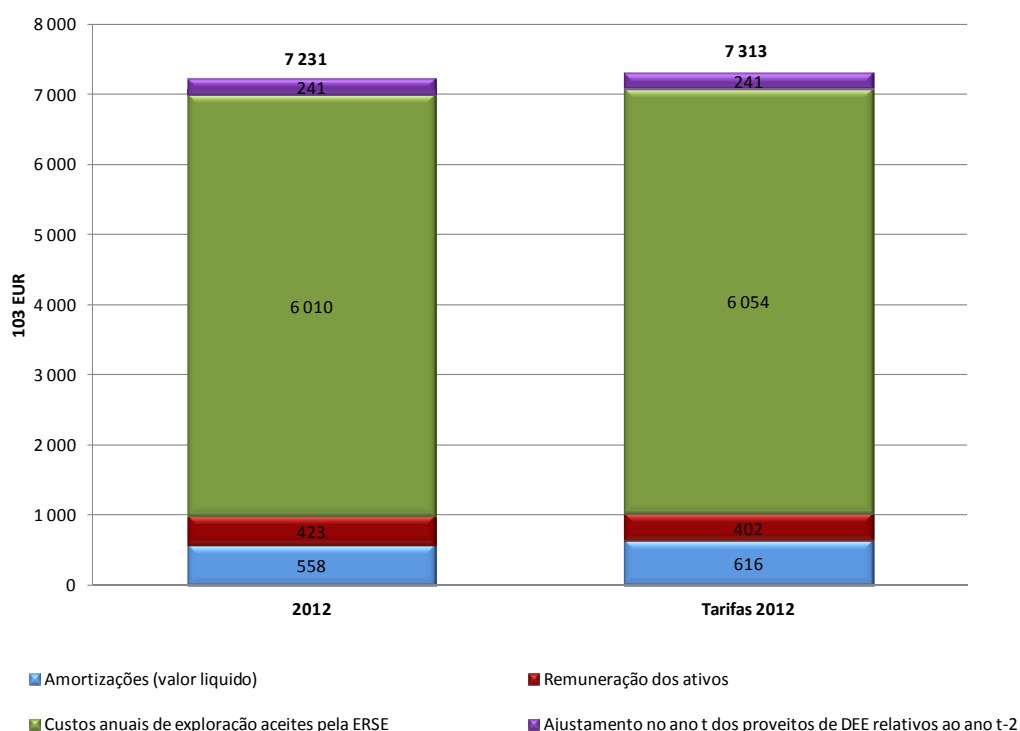
		2012	Tarifas 2012	Diferença	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	558	616	-58	-9,4%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 208	4 236	-28	-0,7%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	10,05	9,50		
d	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 010	6 054	-44	-0,7%
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-225	-225		
f	Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	16	16		
1= a+b*c/100 +d-e+f		7 231	7 313	-81	-1%
tx 2012	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2012 + spread	2,612%			
tx 2013	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 + spread	2,037%			
g	Energia Fornecida (MWh)	729 889	785 339		
2=1/g		9,929	9,332		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	155	90	66	73,1%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	886	739	146	19,8%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	10,05	9,5		
d'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	317	311	6	2,1%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	155	155		
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,223064	0,223064		
g'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	725	696	29	4,2%
h'	Custos incorridos não previstos	0			
i'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-135	-135		
j'	Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	1	1		
1'= a'+b'*c'/100 +d'-i'+j'		698	607		
2'	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	104			
3'	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	521			
4'	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	-2			
5'= 2'+3'+4'		623			
6'= (5'-1')*(1+tx 2012)/(1+tx 2013)		-78			
k'	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-5			
7'=6'+k'*(1+tx 2013)		-83			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	403	526	-123	-23,4%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 322	3 496	-174	-5,0%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	10,05	9,5		
d''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 693	5 743	-50	-0,9%
e''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	2 872	2 872		
f''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02330	0,02330		
g''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	121 104	123 260	-2 156	-1,7%
h''	Custos incorridos não previstos	0			
i''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-90	-90		
j''	Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	15	15		
1''= a''+b''*c''/100 +d''-i''+j''		6 534	6 706	-172	-2,6%
2''	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	1 694			
3''	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	4 869			
4''	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	-14			
5''= 2''+3''+4''		6 549	7 313		
6''= (5''-1'')*(1+tx 2012)/(1+tx 2013)		16			
k	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-133			
7''=6''+k''*(1+tx 2013)		-120			
8=7'+7''		-203			

O desvio do ano sem juros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -5 433 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2012 por aplicação das tarifas no Continente no total de 1 798 milhares de euros (104 mil euros em MT (linha 2') e 1 694 milhares de euros em BT (linha 2'')) e os proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2013 no total de 7 231 milhares de euros (698 mil euros em MT (linha 1') e 6 534 milhares de euros em BT (linha 1'')).
- +5 390 milhares de euros (521 mil euros em MT (linha 3') e 4 869 milhares de euros em BT (linha 3'')) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- -16 mil euros (- 2 mil euros em MT (linha 4') e -14 mil euros em BT (linha 4'')) relativos ao custo da convergência tarifária da RAA não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAA.
- -138 mil euros (-5 mil euros em MT (linha k') e -133 mil euros em BT (linha k) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

Na Figura 3-3 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da CEE.

Figura 3-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



3.3.1 NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 3-14 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2011 para cálculo das tarifas de 2012 e o número ocorrido em 2012.

Quadro 3-14 - Número médio de clientes

	Real 2012	Tarifas 2012	Diferença 2012 - Tarifas 2012	
			10 ³ EUR	%
Clientes MT	725	696	29	4,2%
Clientes BT	121 104	123 260	-2 156	-1,7%
Total	121 829	123 956	-2 127	-1,7%

3.3.2 TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA³⁴, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS³⁵ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9,5% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2012 a taxa de remuneração final para o ano de 2012 corresponde a 10,05%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de -138 mil euros (-5 mil euros em MT e -133 mil euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012.

3.4 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O Quadro 3-15 apresenta os proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma dos Açores para Tarifas 2014.

³⁴ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

³⁵ Credit Default Swaps.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

Ajustamentos referentes a 2012 na RAA

Quadro 3-15 - Proveitos permitidos em 2012 e ajustamento em 2014, na RAA

Unidade: 10³ EUR										
	Proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2011 (Tarifas 2012)	Proveitos recuperados em 2012, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2012	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 2012, definidos em 2014	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2014	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamento a repercutir em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1++spread) x (1++spread)	(9) = (8) x (1++spread)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	160 764	80 200	74 849	-226	-674	158 245	-1 012	-3 935	-2 608	-6 543
Distribuição de Energia Elétrica	44 069	24 473	19 061	-57		42 607		910	-250	660
Comercialização de Energia Elétrica	7 313	1 798	5 390	-16		7 231		-63	-141	-203
Proveitos permitidos à EDA	212 145	106 471	99 300	-299,4	-674	208 084	-1 012	-3 088	-2 998	-6 086

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (205 134 milhares de euros) durante 2012 pela EDA, são inferiores ao previsto (212 145 milhares de euros) em cerca de 3,3%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2012 são cerca de 1,9% inferiores (208 084 milhares de euros) aos calculados para Tarifas 2012, o desvio de 2012 atinge os -2 949 milhares de euros. A este montante é incluído o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2013 (-2 998 milhares de euros).

O ajustamento a receber pela EDA em 2014 relativamente ao ano de 2012 atualizado para 2014 aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada em valores diários de 2012, acrescida de *spread* de 1,5% e EURIBOR a doze meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2013, acrescida de *spread* de 1,5%, será de -6 086³⁶ milhares de euros.

³⁶ Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

4 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No presente capítulo é calculado o ajustamento relativo a 2012 a repercutir nas tarifas de 2014, 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 2012 e os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas para 2012.

O ano de 2012, na Região Autónoma da Madeira, é o primeiro ano do período regulatório em vigor, no qual foram introduzidas alterações na metodologia de regulação das diversas atividades desenvolvidas naquela região.

Na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do sistema (AGS), passou-se, no OPEX (*operational expenditures*), de uma metodologia de custos aceites em base anual para um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência. No CAPEX (*capital expenditures*) manteve-se uma regulação por custos aceites em base anual; as atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE), passaram a ser reguladas por *price-cap* aplicado ao OPEX. Ao CAPEX é aplicada uma regulação por custos aceites em base anual.

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 100.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 2012, a repercutir em 2014, tendo-se apurado o valor de – 14 483 milhares de euros³⁷. São apresentados igualmente, os parâmetros definidos para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2012.

O desvio de 2012, é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -79 017 milhares de euros (linha 3), resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2012 por aplicação das tarifas no Continente (90 536 milhares de euros) (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2013 (169 553 milhares de euros) (linha1).
- +62 553 milhares de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.

³⁷ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

- +572 mil euros (linha 5) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- +116 mil euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- +1 458 milhares de euros (linha 7) referentes ao proveito da gestão das licenças de emissão de CO₂ e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização.
- +498 milhares de euros, valor sem juros, (linha 11) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

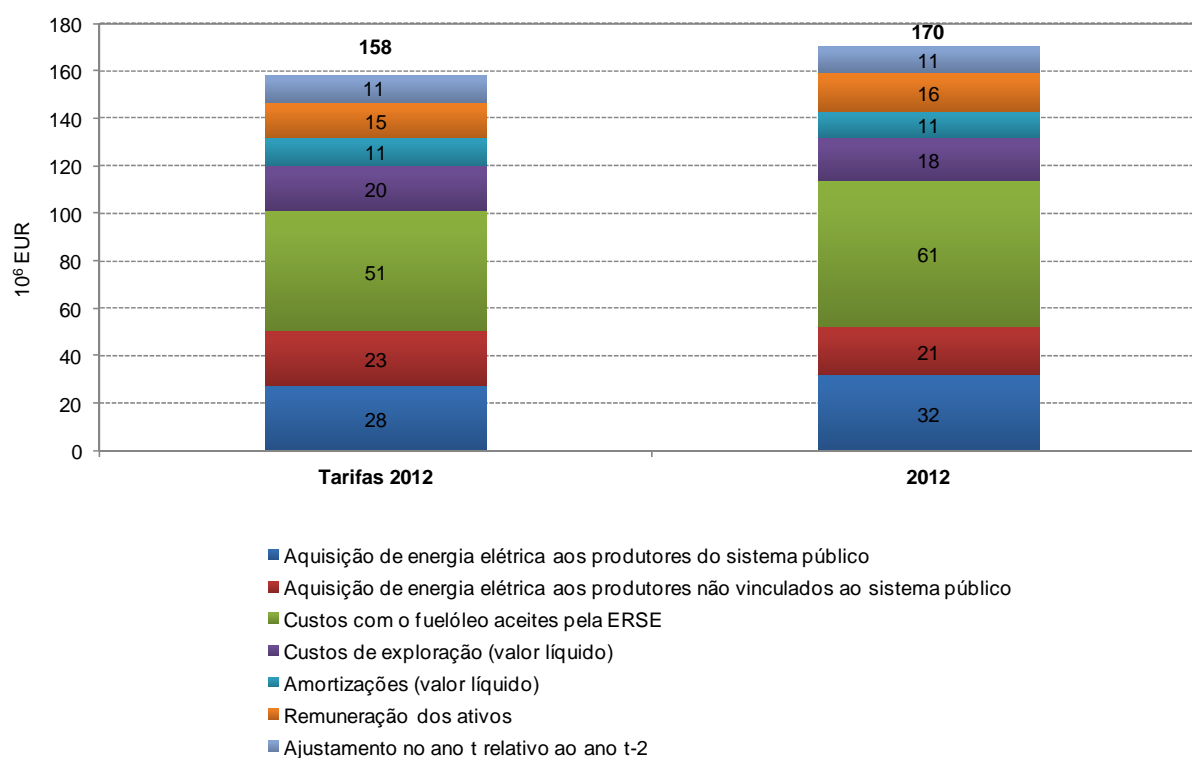
Ajustamentos referentes a 2012 na Região Autónoma da Madeira

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

		2012	Tarifas 2012	Diferença 2012 - Tarifas 2012	
		10³ EUR	10³ EUR	10³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 068	11 344	-277	-2,4%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	165 725	168 517	-2 793	-1,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	9,55%	9,00%	0,55 p.p.	
d	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	31 849	27 552	4 297	15,6%
e	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	20 666	22 558	-1 892	-8,4%
f	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	13 785	13 785	0	0,0%
g	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	1 202	1 243	-41	-3,3%
h	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	60 772	50 798	9 974	19,6%
i	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	3 178	4 383	-1 205	-27,5%
j	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	
j	Custos previstos para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	158	95	63	66,3%
k	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-11 057	-11 057	0	0,0%
1 = a + b*c + d + e + f + g + h + i + j - k		169 553	157 981	11 572	7,3%
2	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	169 553	157 981	11 572	7,3%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	90 536			
3 = 2 - 1	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos	-79 017			
4	Compensação relativa ao sobrecurso de AGS	62 553			
5	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	572			
6	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	116			
7	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização	-1 458			
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2012, + 1,5 pp	2,612%			
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, + 1,5 pp	2,037%			
10 = [3 + 4 + 5 + 6 - 7] * [1 + (8/100)] * [1 + (9/100)]	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano de 2012	-14 991			
11	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-508			
12 = 10 - 11	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano de 2012	-14 483			

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 2012 como em Tarifas de 2012, 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.

Quadro 4-2 - Movimentos no ativo líquido a remunerar³⁸Unidade: 10³ EUR

	2012	Tarifas 2012	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	1 897	46 899	-96,0%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	431 428	431 148	
Investimento Direto	169	3 661	
Transferências para Exploração	2 536	4 884	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	434 133	439 693	-1,3%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	239 590	241 088	
Amortizações do Exercício	13 991	14 224	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (4)	253 581	255 313	-0,7%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	21 928	19 802	
Comparticipações do ano	8	681	
Amortização do ano	2 924	2 880	
Saldo Final (6)	19 013	17 603	8,0%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) - (3) - (5)	169 910	170 258	-0,2%
Valor de 2012 (8) = (2) - (4) - (6)	161 539	166 777	-3,1%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	165 725	168 517	-1,7%

O desvio significativo de 96% verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2012, resultou, essencialmente, da reprogramação de trabalhos em mini-hídricas, do atraso no projeto do sistema hidroelétrico da Calheta III e do adiamento do projeto de execução do sistema reversível do Chão da Ribeira.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA³⁹, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base

³⁸ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

³⁹ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

de indexação a cotação média dos CDS⁴⁰ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9,00% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2012 a taxa de remuneração final para o ano de 2012 corresponde a 9,55% tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de 508 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012.

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 2012, especialmente, do aumento do custo unitário da energia de origem térmica decorrente do aumento do preço de aquisição dos combustíveis.

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

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012-Tarifas 2012)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	192 403	192 000	403	0,2%
Preço Médio (€/MWh)	165,5	143,5	22	15,4%
Custo Total (10³ EUR)	31 849	27 552	4 297	15,6%

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 2012 com os aceites para tarifas para 2012.

⁴⁰ Credit Default Swaps.

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

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012-Tarifas 2012)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	146 095	164 615	-18 520	-11,3%
Preço Médio (€/MWh)	141,5	137,0	4	3,2%
Custo Total (10³ EUR)	20 666	22 558	-1 892	-8,4%

Globalmente assistiu-se a um decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica ao SIM, de cerca de 8%, explicado pela diminuição das quantidades adquiridas, as quais estão sobretudo relacionadas com a energia proveniente de outras fontes em regime especial.

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 2012 com os valores das tarifas para 2012.

Quadro 4-5 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2012					Tarifas 2012					Variação 2012/Tarifas 2012		
	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	142 211	3 884	146 095	20 666	141,5	159 921	4 693	164 615	22 558	137,0	-11,3%	-8,4%	3,2%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	4 201	0	4 201	455	108,2	4 307	0	4 307	458	106,4	-2,5%	-0,8%	1,7%
Eólica	82 616	755	83 370	7 217	86,6	88 644	1 201	89 845	7 611	84,7	-7,2%	-5,2%	2,2%
Geotérmica													
Outros	55 394	3 129	58 524	12 994	222,0	66 970	3 493	70 463	14 489	205,6	-16,9%	-10,3%	8,0%
RSU	27 716	0	27 716	2 299	82,9	38 116	0	38 116	3 117	81,8	-27,3%	-26,3%	1,4%
Fotovoltaica	24 507	2 836	27 343	9 093	332,6	25 500	3 400	28 900	9 326	322,7	-5,4%	-2,5%	3,1%
Microprodução	3 172	293	3 465	1 602	462,3	3 354	93	3 447	2 046	593,6	0,5%	-21,7%	-22,1%

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 2012 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⁾	60 772	50 798	9 974	19,6%	105 826	98 910	6 916	7,0%	574	514	11,8%
Gasóleo	1 573	1 523	50	3,3%	1 993	1 973	20	1,0%	789	772	2,2%
Óleo + Amónia + Biofuel	1 605	2 860	-1 255	-43,9%	1 731	4 183	-2 452	-58,6%	927	684	35,6%

CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE FUELÓLEO NA RAM

No período regulatório compreendido entre 2009 e 2011, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas (RA) tendo subjacente a definição de metas de ganhos de eficiência, nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador da nova metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.

Neste sentido, a ERSE entendeu como correto recorrer a uma entidade externa e independente, que permitisse definir a margem de ganhos de eficiência destas empresas na atividade de aquisição do fuelóleo. A KEMA foi a empresa escolhida para efetuar o estudo, tendo a ERSE pretendido que o mesmo servisse de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização de fuelóleo, definidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão de Sistema (AGS). O estudo visou igualmente definir os mercados primários de referência para compra de fuelóleo nas RA.

De salientar que este processo iniciou-se numa fase importante para as empresas insulares, por coincidir com a renegociação dos seus contratos de fornecimento de fuelóleo.

Os custos eficientes definidos no âmbito do estudo efetuado, foram aplicados pela ERSE nos ajustamentos aos custos com fuelóleo, das duas RA, relativos aos anos de 2010 e 2011.

Relativamente à EEM, a ERSE referiu no documento “Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas”, de agosto de 2011, que para o período regulatório de 2012-2014, procederia a uma reavaliação dos parâmetros definidos com a aquisição de fuelóleo, tendo em conta a entrada em vigor de um novo contrato de fornecimento de combustível cujo processo de contratação encontrava-se em curso, no momento de definição dos custos eficientes.

A 25 de julho de 2012, foi assinado entre a EEM, a Petróleos de Portugal e a GALP Madeira, um aditamento ao contrato de compra e venda de fuelóleo pesado e de gasóleo celebrado a 16 de maio de 2005. Este aditamento não apresentou alterações significativas aos custos incorridos pela EEM, com as

operações de descarga e armazenamento. Contudo, a componente de custos financeiros associados à operação e gestão comercial (designados pela ERSE por margem de comercialização) definida no contrato passa a ser de 18 €/t. Anteriormente, nos ajustamentos de 2010 e de 2011, a ERSE havia aplicado uma margem de comercialização equivalente a 5% dos custos de aquisição do fuelóleo nos mercados primários acrescidos de custos de transporte. Refira-se que, em termos absolutos, e aquando dos ajustamentos de 2010 e 2011, a margem de 5% correspondia a cerca de 18€/t, tendo este valor sido considerado pela ERSE como eficiente e em linha com o estipulado no contrato de aquisição de fuelóleo em vigor à data da análise (17€/t).

Para os ajustamentos aos custos com aquisição de fuelóleo referentes ao ano de 2012, a ERSE reviu a margem de comercialização a aplicar, de acordo com o aditamento ao contrato de fornecimento de combustíveis, equivalente a 18 €/t, bem como tendo em conta o conhecimento adquirido ao longo dos últimos anos e a evolução histórica dos preços de referência do fuelóleo nos mercados primários. Deste modo, a ERSE aplicou uma margem de comercialização assente numa metodologia de partilha de risco entre a EEM e os consumidores. Assim, o cálculo da margem de comercialização aceite resulta de uma aplicação de 50/50 entre (i) a metodologia aplicada em 2010 e 2011: 50% do valor equivalente a 5% dos custos de aquisição do fuelóleo nos mercados primários acrescidos de custos de transporte, e (ii) a metodologia estipulada no contrato: 50% do valor resultante da aplicação de 18 €/t .

As restantes componentes e metodologias de formação do preço do fuelóleo consumido pela EEM e aceite pela ERSE, manter-se-ão nos cálculos dos ajustamentos aos custos dos anos de 2012 e de 2013. Para o ajustamento aos custos de fuelóleo em 2014 as condições deverão ser revistas tendo em conta que o aditamento ao contrato de fornecimento, assinado em 25 de junho de 2012 tem uma duração até 31 de dezembro de 2013, período após o qual o contrato poderá ser renovado. Neste sentido, a EEM deverá facultar à ERSE, após dezembro de 2013, a informação do novo contrato no sentido de se avaliarem as condições de aquisição de fuelóleo estabelecidas.

Importa ainda referir, no que respeitam aos custos de descarga e armazenamento, que os tanques e demais ativos de armazenamento de fuelóleo da EEM fazem parte integrante das centrais da Praia da Vitória e de Porto Santo, pelo que não é possível identificar o valor dos ativos e custos de armazenamento de forma direta e isolada. Importa ainda referir que estes ativos têm mais de 20 anos de idade, pelo que se encontram totalmente amortizados.

O Quadro 4-7 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2012.

Quadro 4-7 - Custos com o fuelóleo em 2012

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2012 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2012 €	Custo real €	Custos não aceites €
Madeira	558,087	99 504	1 670 672	57 202 545	57 367 972	-165 427
Porto Santo	558,087	6 322	41 093	3 569 318	3 908 827	-339 509
		105 826	1 711 765	60 771 863	61 276 798	-504 936

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 1 458 milhares de euros.

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 102.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-8 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2012 ("Tarifas 2012"), bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2012 ("2012"), por nível de tensão. O ajustamento de 2012 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2014 é de -301 mil euros⁴¹ resultante de um ajustamento em MT de -46 milhares de euros e em BT de -255 mil euros.

O desvio de 2012 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -18 254 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2012 por aplicação das tarifas no Continente no total de 29 122 milhares de euros (2 549 milhares de euros em MT (linha 6) e 26 573 milhares de euros em BT (linha 19)) e os proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2013, no total de 47 377 milhares de euros (19 924 milhares de euros em MT (linha 5) e 27 453 milhares de euros em BT (linha 18)).
- +18 627 milhares de euros (17 817 milhares de euros em MT (linha 7) e 811 mil euros em BT (linha 20)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- +160 mil euros (67 mil euros em MT (linha 8) e 93 mil euros em BT (linha 21)) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- -842 mil euros, valor sem juros, (568 mil euros em MT (linha 12) e 274 mil euros em BT (linha 25)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

⁴¹ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

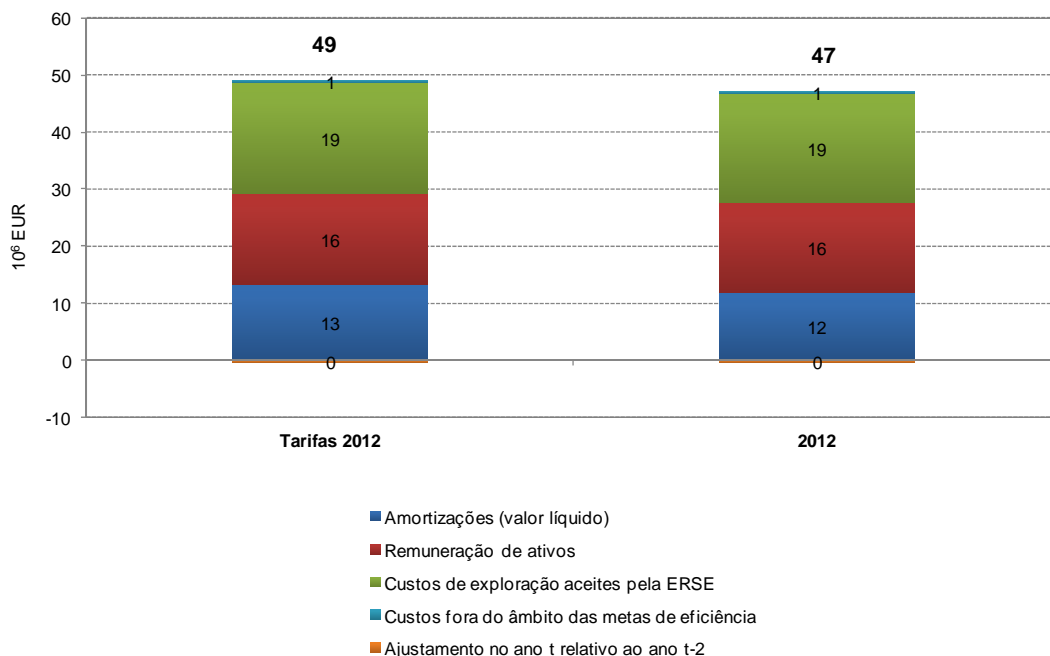
Ajustamentos referentes a 2012 na RAM

Quadro 4-8 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2012 real	Tarifas 2012	Diferença 2012 - Tarifas 2012	
		10³ EUR	10³ EUR	10³ EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c)]	18 034	19 077	-1 043	-5,5%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 010	7 748	-738	-9,5%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	109 731	119 252	-9 520	-8,0%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	10,05%	9,50%	0,55 p.p.	
2	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]	4 982	4 938	44	0,9%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 469	2 469	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 513	2 469	44	1,8%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,000007	0,000007	0	0,0%
f	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	188 077 534	180 569 375	7 508 159	4,2%
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	4,948837	4,948837	0	0,0%
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	248	249	-2	-0,6%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	153	136	17	12,4%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	3 245	3 245	0	0,0%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	19 924	20 906	-982	-4,7%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	2 549			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	17 817			
8	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	67			
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2012, + 1,5 pp	2,612%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, + 1,5 pp	2,037%			
11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9/100)]/[1+(10/100)]	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2012, em MT	533			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	579			
13 = 11 - 12	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de DEE em MT, relativo ao ano de 2012	-46			
14	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k)]	9 628	10 303	-675	-6,6%
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 941	5 468	-527	-9,6%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	46 650	50 894	-4 243	-8,3%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	10,05%	9,50%	0,55 p.p.	
15	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]	13 966	14 232	-266	-1,9%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	7 116	7 116	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 850	7 116	-266	-3,7%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,000005	0,000005	0	0,0%
n	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	626 229 301	673 649 297	-47 419 995	-7,0%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,025859	0,025859	0	0,0%
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 983	137 594	-611	-0,4%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	458	497	-39	-7,9%
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-3 402	-3 402	0	0,0%
18 = 14 + 15 + 16 - 17	Proveitos Permitidos em BT	27 453	28 434	-981	-3,5%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	26 573			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	811			
21	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	93			
22	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2012, + 1,5 pp	2,612%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, + 1,5 pp	2,037%			
24 = (19 - 18 + 20 + 21) * [1+(22/100)]/[1+(23/100)]	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2012, em BT	24			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	279			
26 = 24 - 25	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de DEE em BT, relativo ao ano de 2012	-255			
27 = 13 + 26	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	-301			

Na Figura 4-2 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.

Figura 4-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



DIREITOS DE PASSAGEM

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

Tal como referido no documento “Proveitos Permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014” 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 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 4-9 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE. De salientar que no último período de regulação (2012-2014), o CAPEX deixou de estar incluído no âmbito do *price-cap*, passando para uma metodologia de custos aceites em base anual.

Quadro 4-9 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2012 (1)	Tarifas 2012 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	6 787	24 942	-72,8%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	337 733	349 527	
Investimento Directo	235	2 236	
Transferências para Exploração	7 280	13 335	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	345 248	365 098	-5,4%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	170 287	173 052	
Amortizações do Exercício	12 930	14 066	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (4)	183 217	187 118	-2,1%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	7 507	7 507	
Comparticipações do ano	2 677	0	
Amortização do ano	978	850	
Saldo Final (6)	9 205	6 657	38,3%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) - (3) - (5)	159 938	168 968	-5,3%
Valor de 2012 (8) = (2) - (4) - (6)	152 825	171 323	-10,8%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	156 382	170 146	-8,1%

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2012 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas em cerca de 73%. Esta situação decorreu das restrições financeiras da EEM em resultado da conjuntura económico-financeira que se atravessa, o que obrigou a empresa a reavaliar os seus planos de investimento e a adiar alguns projetos que já estavam considerados no Plano de Investimentos.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro de a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁴², fixada para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁴³ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9,50% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2012 a taxa de remuneração final para o ano de 2012 corresponde a 10,05% tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de 858 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012.

4.2.2 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 2012 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-10 - Energia entregue pelas redes de distribuição

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012-Tarifas 2012)	
			kWh	%
Fornecimentos MT	188 077 534	180 569 375	7 508 159	4,2%
Fornecimentos BT	626 229 301	673 649 297	-47 419 995	-7,0%

4.2.3 OUTROS CUSTOS

Durante o ano de 2010, a EEM lançou um concurso internacional para contratação do aluguer e gestão operacional da sua frota automóvel, sendo essa contratação efetuada através de um contrato de *leasing* operacional e não através da aquisição direta das viaturas. O novo concurso foi realizado em moldes

⁴² Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁴³ *Credit Default Swaps*.

similares aos do concurso realizado pela EEM em 2006, não se tendo verificado qualquer alteração qualitativa e quantitativa no que respeita as viaturas objeto de contrato.

A abertura de um concurso internacional para a gestão da frota automóvel traduziu-se numa racionalização dos custos propostos pela empresa, pelo que o valor de 610 mil euros incorrido pela EEM foi aceite pela ERSE.

4.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 103.º do Regulamento Tarifário.

O Quadro 4-11 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2012, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -15 mil euros e em BT de -92 mil euros, perfazendo um ajustamento de -107 mil euros⁴⁴ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2012 ("2012") com os valores estimados em 2011 no cálculo das tarifas de 2012 ("Tarifas 2012"), por nível de tensão.

O desvio de 2012, sem juros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -3 056 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2012 por aplicação das tarifas no Continente no total de 2 065 milhares de euros (70 mil euros em MT (linha 7) e 1 995 milhares de euros em BT (linha 21) e os proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2013 no total de 5 121 milhares de euros (521 mil euros em MT (linha 6) e 4 600 milhares de euros em BT (linha 20)).
- +2 948 milhares de euros (436 mil euros em MT (linha 8) e 2 512 milhares de euros em BT (linha 22)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- +18 mil euros (2 mil euros em MT (linha 9) e 16 mil euros em BT (linha 23) relativos ao custo da convergência tarifária da RAM não incorporada na tarifa de UGS e recuperada pelas TVCF da RAM.
- -12 mil euros, valor sem juros, (mil euros em MT (linha 13) e 11 mil euros em BT (linha 27)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

⁴⁴ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

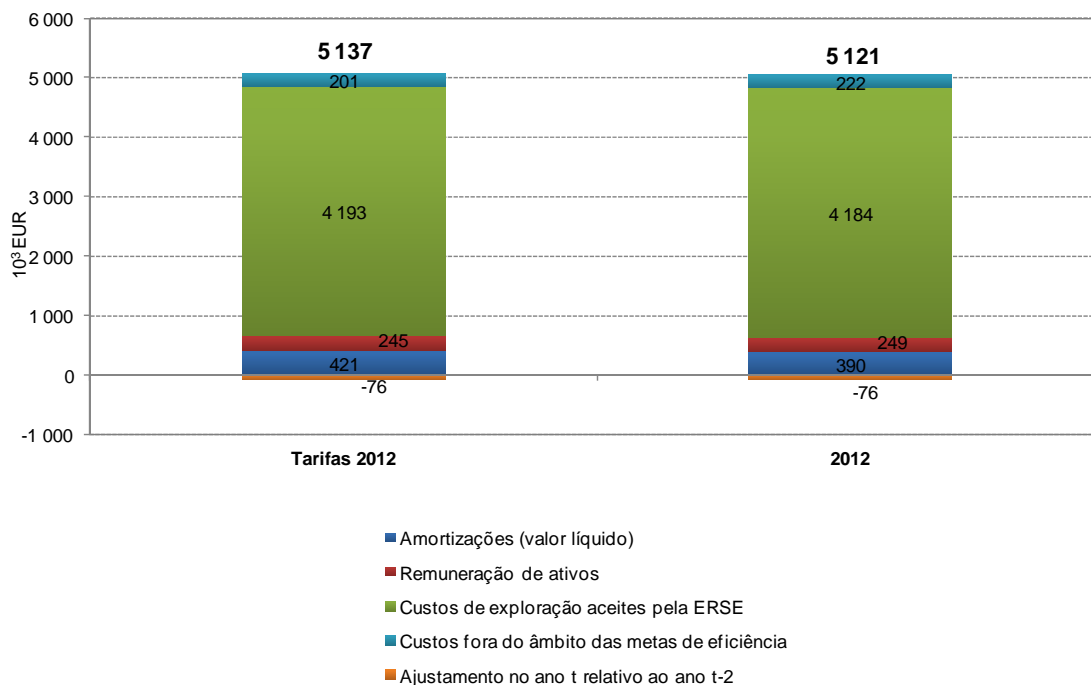
Ajustamentos referentes a 2012 na RAM

Quadro 4-11 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2012 real	Tarifas 2012	Diferença 2012 - Tarifas 2012	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c)]	64	67	-3	-4,0%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	39	42	-3	-7,2%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	248	258	-10	-4,0%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	10,05%	9,50%	0,55 p.p.	
2	Custos de exploração afectos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) x (f)]	418	419	-1	-0,3%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	210	210	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	208	210	-1	-0,6%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	1	1	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	248	249	-2	-0,6%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	22	20	2	11,6%
4	Custos estimados em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	0	
5	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-17	-17	0	0,0%
6 = 1+2+3+4-5	Proveitos Permitidos em MT	521	523	-2	-0,3%
7	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	70			
8	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	436			
9	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de CEE, em MT	2			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2012, + 1,5 pp	2,612%			
11	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, + 1,5 pp	2,037%			
12 = (7 - 6 + 8 + 9) * [1+(10)/100] * [1+(11)/100]	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2012, em MT	-14			
13	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	1			
14 = 12 - 13	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de 2012	-15			
15	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i)]	575	599	-24	-4,0%
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	351	379	-27	-7,2%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 230	2 323	-92	-4,0%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	10,05%	9,50%	0,55 p.p.	
16	Custos de exploração afectos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(j) + (k) x (l)]	3 766	3 774	-8	-0,2%
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 887	1 887	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	1 879	1 887	-8	-0,4%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,013715	0,013715	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 983	137 594	-611	-0,4%
17	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	200	181	19	10,4%
18	Custos estimados em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	0	
19	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-59	-59	0	0,0%
20	Proveitos Permitidos em BT	4 600	4 614	-14	-0,3%
21	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	1 995			
22	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	2 512			
23	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de CEE, em BT	16			
24	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2012, + 1,5 pp	2,612%			
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013, + 1,5 pp	2,037%			
26 = (21 - 20 + 22 + 23) * [1+(24)/100] * [1+(25)/100]	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativo ao ano de 2012, em BT	-81			
27	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	11			
28 = 26 - 27	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de 2012	-92			
29 = 14 + 28	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	-107			

Na Figura 4-3 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE.

Figura 4-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁴⁵, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁴⁶ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2012 foi de 9,50% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2012 a taxa de remuneração final para o ano de 2012 corresponde a 10,05% tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2013”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de 12 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2012.

⁴⁵ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁴⁶ *Credit Default Swaps*.

4.3.1 NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 4-12 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2012 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-12 - Número médio de clientes

	2012	Tarifas 2012	Desvio (2012-Tarifas 2012)	
			Número	%
Cientes MT	248	249	-2	-0,6%
Cientes BT	136 983	137 594	-611	-0,4%
TOTAL	137 230	137 843	-613	-0,4%

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 2012 foram registados cerca de 194 611 contactos, com um custo unitário de €1,14 por contacto, perfazendo um custo total de 222 mil 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 4-13 sintetiza a informação por atividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2012, com os proveitos recuperados em 2012 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2012 e com os proveitos de 2012 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2014.

O ajustamento a recuperar pela EEM em 2014 relativamente ao ano de 2012 atualizado para 2014 aplicando-se as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2012, acrescida de um *spread* de 1,5 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2013, acrescida de *spread* de 1,5 p.p., será de -14,9⁴⁷ milhões de euros.

⁴⁷ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

Ajustamentos referentes a 2012 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 4-13 - Proveitos permitidos em 2012 e ajustamento em 2014

	Proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2011 (Tarifas 2012)	Proveitos recuperados em 2012 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2012, definidos em 2013	Convergência Tarifária de 2012	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 2014	Reposição do desvio de custo com capital de t-1	Reposição do desvio de custo com capital de t-1, atualizado para 2014	Ajustamento a repercutir em 2014, corrigido do desvio do custo com capital
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6) - (7)	(9) = (8) * (1+i+spread)^(1+i+spread)	(10)	(11) = (10) * (1+i+spread)^(1+i+spread)	(12) = (9) - (11)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	157 981	90 536	169 553	62 553	572	116	-1 458	-14 318	-14 991	-498	-508	-14 483
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	49 340	29 122	47 377	18 627	160			533	558	842	859	-301
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 137	2 065	5 121	2 949	17			-90	-95	12	12	-107
Proveitos permitidos à EEM	212 458	121 724	222 051	84 129	748	116	-1 458	-13 876	-14 528	356	363	-14 891

5 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2013 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 2013 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2014, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2015.

5.2 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL

O desvio provisório de 2013 é de -13 411⁴⁸ 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 2013, 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 2013

		Unidade 10 ³ EUR
		2013
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	177 969
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	174 137
3	Ajustamento t-1	0
4	Ajustamento t-2	-13 975
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	3 000
A = 1 - (2-3-4+5)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC [(1)-(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]	-13 144
i2013E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2013 + spread	2,037%
B = A * (1+i2013E)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para 2014	-13 411

⁴⁸ Um desvio de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2013 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 2013 pela ERSE, com base em dados verificados até setembro de 2013, comparando-os com os valores previstos o ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2013.

Quadro 5-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2013

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2013 Tarifas 2013	2013 Tarifas 2014	[(2)-(1)]/(1) %
		(1)	(2)	
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	115 317	107 703	-6,6%
(1b)	Turbogás	115 815	110 067	-5,0%
(1)=(1a)+(1b)	Total	231 131	217 770	-5,8%
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	131 363	81 251	-38,1%
(2b)	Turbogás	65 697	42 144	-35,9%
(2)=(2a)+(2b)	Total	197 060	123 395	-37,4%
Licenças de CO2				
(3a)	Tejo Energia	25 460	11 463	-55,0%
(3b)	Turbogás	2 893	918	-68,3%
(3)=(3a)+(3b)	Total	28 353	12 381	-56,3%
Receitas sem serviços de sistema				
(4a)	Tejo Energia	220 874	139 896	-36,7%
(4b)	Turbogás	67 359	29 319	-56,5%
(4)=(4a)+(4b)	Total	288 232	169 215	-41,3%
Receitas com reserva e regulação terciária				
(5a)	Tejo Energia	9 000	7 686	-14,6%
(5b)	Turbogás	0	4 619	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	9 000	12 305	36,7%
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	1 629	1 607	-1,4%
(7b)	Turbogás	1 989	503	-74,7%
(7)=(7a)+(7b)	Total	3 618	2 110	-41,7%
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	43 895	54 442	24,0%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	119 035	119 695	0,6%
(10)=(9a)+(9b)	Total	162 929	174 137	6,9%

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto em cerca de 6,9%.

Este facto ocorre pelo facto das receitas de venda de energia elétrica terem apresentado um decréscimo superior ao decréscimo verificado nas principais rubricas de custos.

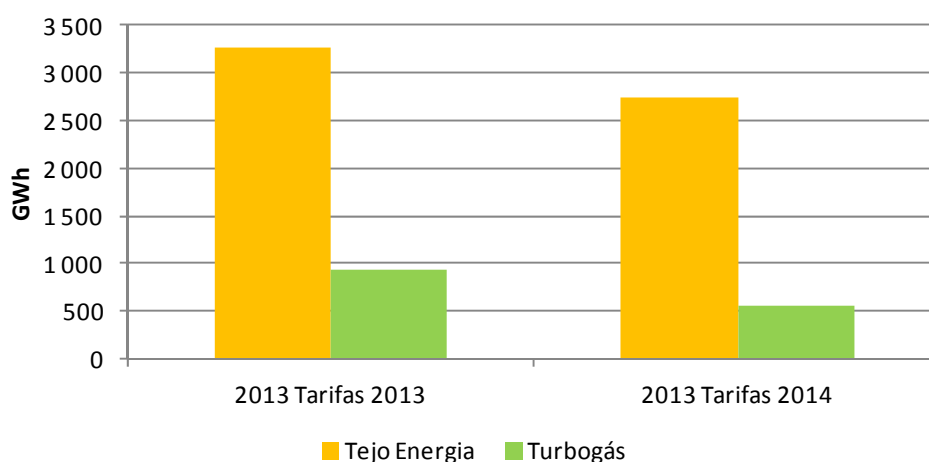
No que diz respeito às margens de mercado, calculadas pela diferença entre as receitas unitárias e os custos variáveis, o Quadro 5-3 mostra que deverão ser inferiores ao previsto nas duas centrais, sendo esta tendência mais evidente no caso da central da Tejo Energia.

Quadro 5-3 - Pressupostos considerados

		2013 Tarifas 2013	2013 Tarifas 2014
Tejo Energia	Preço médio do mercado em Portugal	57,6	43,0
	Receita unitária (com serviços sistema) €/MWh	70,1	53,7
	Custo variável com CO ₂	47,9	33,8
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	57,6	43,0
	Receita unitária (com serviços sistema) €/MWh	71,6	61,1
	Custo variável com CO ₂	70,7	77,5

A produção estimada para 2013 deverá ficar abaixo do previsto em tarifas de 2013 nas duas centrais com CAE. O menor valor das margens não teve um impacto mais significativo fruto da evolução da produção de energia elétrica na 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

No que respeita ao mecanismo de gestão dos CAE, o ano de 2013 trata-se de um ano de transição. Juntamente com a proposta de tarifas para 2014 foram publicadas novas regras para a eficiente gestão dos CAE. No entanto, durante o ano 2013 vigorarão os incentivos I1 e I3, que resultam das regras estabelecidas no Despacho n.º 11210/2008 alterado em 2011 pela Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro que revoga o I2, e em 2013 pela Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro, que suspende a aplicação do mecanismo de otimização da gestão de licenças de emissão de CO₂, decorrente de alterações legislativas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão. Neste sentido, a ERSE considera em termos provisionais o montante de 3 milhões de euros para estes incentivos.

5.3 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2013 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

Quadro 5-4 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2013 da GGS

		T 2014
Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto em 2012 para tarifas de 2013		Tarifas 2013
1	Custo com capital $[(1) = (2) + (3) * (4)]$	10 363
2	Amortizações dos activos fixos	6 466
3	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	43 298
4	Taxa de remuneração dos activos fixos	9,00%
Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema estimado em 2013 para 2013		2013 em 2013
5	Custo com capital $[(5) = (6) + (7) * (8)]$	10 208
6	Amortizações dos activos fixos	6 568
7	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	45 142
8	Taxa de remuneração dos activos fixos	8,06%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2013	0,537%
10	Spread no ano t-1	1,500%
11 = $[(1 - 5) * (1 + (9 + 10))]$	Ajustamento provisório de 2013 do Custo com Capital da Atividade de Gestão Global do Sistema	158

5.4 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2013 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração, é de cerca de 19 milhões de euros.

Quadro 5-5 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2013 da TEE

		T 2014
Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto em 2012 para tarifas de 2013		Tarífas 2013
1	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(1) = (2) + (3) * (4)]	169 724
2	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	70 819
3	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 098 944
4	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	9,00%
5	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(5) = (6) + (7) * (8)]	135 412
6	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	37 759
7	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	930 031
8	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	10,50%
Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica estimado em 2013 para 2013		2013 em 2013
9	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(9) = (10) + (11) * (12)]	162 372
10	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 914
11	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 109 494
12	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	8,06%
13	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(13) = (14) + (15) * (16)]	124 135
14	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	35 620
15	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	925 601
16	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,56%
17	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2013	0,537%
18	Spread no ano t-1	1,500%
19 = [(1 + 5 - 9 - 13) * (1 + (17 + 18))]	Ajustamento provisório de 2013 do Custo com Capital da Atividade de Transporte de Energia Eléctrica	19 009

5.5 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2013 da DEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1% é de cerca de 35 milhões de euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2012 E 2013 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2014

Ajustamentos referentes a 2013 no Continente

Quadro 5-6 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2013 da DEE

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT				Unidade: 10³ EUR
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
1	Amortizações dos activos fixos		151 371	153 330
2	Valor médio dos activos fixos		1 915 520	1 900 526
3	Taxa de remuneração dos activos fixos		9,5%	8,56%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT [(6) + (7) x (8)]		333 345	316 071
B = A ₂₀₁₃ - A _{2012 em 2012}				
Ajustamento AT/MT sem juros				17 274
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,037%
C = (1 + i _{t-1D})*B				
Ajustamento AT/MT com juros				17 625
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT rede convencional				
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
1	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional		112 248	111 831
2	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional		1 112 999	1 104 353
3	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional		9,50%	8,56%
A = 1 + 2*3	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional [(a) + (b) x (c)]		217 983	206 396
B = A ₂₀₁₃ - A _{2012 em 2012}				
Ajustamento BT rede convencional sem juros				11 587
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,037%
C = (1 + i _{t-1D})*B				
Ajustamento BT rede convencional com juros				11 823
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT rede inteligente				
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
1	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional		4 342	1 181
2	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional		15 098	8 562
3	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional		11,00%	10,06%
A = 1 + 2*3	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional [(a) + (b) x (c)]		6 003	2 042
B = A ₂₀₁₃ - A _{2012 em 2012}				
Ajustamento BT rede inteligente sem juros				3 960
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,037%
C = (1 + i _{t-1D})*B				
Ajustamento BT rede inteligente com juros				4 041
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT rede inteligente				
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
1	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional		0	392
2	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional		0	1 569
3	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional		0,00%	10,06%
A = 1 + 2*3	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional [(a) + (b) x (c)]		0	550
B = A ₂₀₁₃ - A _{2012 em 2012}				
Ajustamento MT rede inteligente sem juros				-550
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,037%
C = (1 + i _{t-1D})*B				
Ajustamento BT rede inteligente com juros				-561

5.6 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 Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR, 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 Compra e Venda 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 2014, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

Quadro 5-7 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

	Real		ERSE Tarifas 2014
	2011	2012	2013
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	9 087	3 697	-4 294
+ Produção em regime especial	18 333	18 982	20 987
- Perdas na rede de Distribuição	2 483	2 615	2 005
(perdas/fornecimentos)	10,21%	13,28%	13,88%
- Perdas na rede de Transporte	358	297	213
(perdas/fornecimentos)	1,5%	1,5%	1,5%
Total das aquisições	27 420	22 679	16 693

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 2013, encontram-se no capítulo 2.3 do documento de “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014”.

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

De acordo com o artigo 87º do Regulamento Tarifário, o diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2013 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;
- Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

O desvio de 2013 a repercutir em 2014 é de -421 740 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 2013, acrescida de 1,5 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 5-8 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial

Unidade: 10³ EUR

		2013
A	Diferencial da PRE ^{FER} a recuperar em 2013	84 200
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	351 427
1	Compras	1 426 580
2	Vendas	547 931
3	Outros custos	2 918
4	Custos de funcionamento	6 228
5	Ajustamento <i>t-1</i>	-144 260
6	Ajustamento <i>t-2</i>	-24 773
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-483 299
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	222 100
C	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2013 (A) - (B)	-267 227
D	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , em 2013 atualizado para 2014 = $C \times (1 + i_{t-1}^E)$	-272 671
9	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	12 000
E	Desvio do diferencial PRE ^{FER} , com medidas de atenuação em 2013 atualizado para 2014 = $A - (B - 9) \times (1 + i_{t-1}^E)$	-260 426
E	Diferencial da PRE ^{FENR} a recuperar em 2013	277 157
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(8) - (9) + (10) + (11) - (12) - (13) + (14) + (15)]	435 250
8	Compras	898 602
9	Vendas	278 045
10	Outros custos	3 293
11	custos de funcionamento	6 228
12	Ajustamento <i>t-1</i>	-120 550
13	Ajustamento <i>t-2</i>	-38 516
14	Cogeração FER	113 678
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-467 571
G	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2013 (E) - (F)	-158 093
H	Desvio do diferencial PRE ^{FENR} , em 2013 atualizado para 2014 = $G \times (1 + i_{t-1}^E)$	-161 313
I	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2013 a repercutir nos proveitos permitidos de 2014 [(D) + (H)]	-421 740
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%

MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, estabelece o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema. Este diploma determina também que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores. De acordo com o Despacho n.º 10244/2013, de 5 de agosto, do Secretário de Estado da Energia, e a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro definem que a ERSE deve efetuar semestralmente um estudo sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia (UE) e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica.

De referir que foram incluídos cerca de 12 milhões de euros, valor estimado para o último trimestre de 2013, relativos a este mecanismo regulatório. Estes valores resultam do estudo realizado pela ERSE para o primeiro semestre de 2013. Segundo o ofício da Secretaria de Estado da Energia sobre o sobrecusto da convergência tarifária e Despacho n.º 12955-A/2013 de 9 de outubro e o ofício da Secretaria de Estado da Energia sobre o Despacho n.º 9/GSEEnergia/2013, os montantes serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE renovável.

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

De acordo com o artigo 88º do Regulamento, 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 2013 a repercutir nas tarifas de 2014 é de 285 836 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 5-9.

Quadro 5-9 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2013
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	799 587
+	Custo médio de aquisição	44,9
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	16 693
+	Desvio por gestão de carteira	16 914
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	33 119
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aceites pela ERSE, previstos para o ano $t-1$	4 550
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	804 137
B	Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais	1 084 266
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2013	280 129
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2013 (C) x $(1 + I_{t-1}^E)$	285 836
I_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de spread	2,037%

6 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2013 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

6.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Os proveitos permitidos de 2014 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2013, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2013. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1% é de 2 576 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2014 referente ao ajustamento do CAPEX de $t-1$ ⁴⁹ é o que se apresenta no Quadro 6-1.

Quadro 6-1 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

		10 ³ EUR		
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	12 315	11 916	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	178 123	172 461	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,00%	8,06%	
$A = 1 + 2 \times 3$		28 346	25 821	
$B = A(2013 \text{ em } 2013) - A(\text{Tarifas } 2013)$				-2 524
	i_{t-10} Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,04%
$C = (1 + i_{t-10}) \times B$				-2 576

6.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos permitidos de 2014 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2013, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2013. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1% é de 2 549 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2014 referente ao ajustamento do CAPEX de $t-1$ ⁴⁹ é o que se apresenta no Quadro 6-2.

⁴⁹ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Quadro 6-2 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 134	3 966	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	112 303	108 895	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,50%	8,56%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de DEE MT	14 802	13 290	
B = A (2013 em 2013) - A (Tarifas 2013)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-1 512
i _{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,04%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-1 543

Ajustamento DEE BT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 589	4 570	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	83 692	81 561	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,50%	8,56%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de DEE BT	12 540	11 554	
B = A (2013 em 2013) - A (Tarifas 2013)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-986
i _{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,04%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-1 006

6.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos permitidos de 2014 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2013, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2013. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1% é de 18 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2014 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁵⁰ é o que se apresenta no Quadro 6-3.

Quadro 6-3 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	88	142	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	594	1 003	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,50%	8,56%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de CEE MT	145	228	
B = A (2013 em 2013) - A (Tarifas 2013)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de CEE MT, referente ao ano t-1			83
i _{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,78%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de CEE MT, referente ao ano t-1			85

Ajustamento CEE BT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2012	2012 em 2012	Tarifas 2013
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	433	386	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 423	3 177	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,50%	8,56%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de CEE BT	758	658	
B = A (2013 em 2013) - A (Tarifas 2013)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de CEE BT, referente ao ano t-1			-101
i _{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,78%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de CEE BT, referente ao ano t-1			-103

⁵⁰ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

7 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2013 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

7.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Os proveitos permitidos de 2014 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2013, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2013. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1% é de cerca de 2,5 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2014 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 7-1.

Quadro 7-1 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unid: 10³ EUR

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos	
		Tarifas 2013	2013 em 2013
		Tarifas 2014	
1	Amortização dos ativos fixos	11 891	11 334
2	Valor médio dos ativos fixos	161 846	156 941
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,00%	8,06%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	26 457	23 988
B=A (T2013) - A (2013 em 2013)	Ajustamento sem juros		-2 469
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais		2,037%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		-2 520

7.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos permitidos de 2014 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2013, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2013. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1% é de cerca de 3 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2014 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 7-2.

Quadro 7-2 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEEUnid: 10³ EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	8 017	7 438	
2	Valor médio dos ativos fixos	116 337	109 611	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,50%	8,56%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	19 069	16 824	
B=A (T2013) - A (2013 em 2013)	Ajustamento sem juros			-2 245
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,037%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-2 291
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	5 123	4 962	
2	Valor médio dos ativos fixos	48 488	46 250	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,50%	8,56%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	9 729	8 923	
B=A (T2013) - A (2013 em 2013)	Ajustamento sem juros			-807
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,037%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-823

7.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos permitidos de 2014 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2013, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2013. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1% é de cerca de 38 milhares de euros Assim, o valor incluído nas tarifas de 2014 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 7-2.

Quadro 7-3 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEEUnid: 10³ EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2013	2013 em 2013	Tarifas 2014
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	39	38	
2	Valor médio dos ativos fixos	242	239	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,50%	8,56%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	62	58	
B=A (T2013) - A (2013 em 2013)	Ajustamento sem juros			-4
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,037%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-4
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	351	340	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 179	2 153	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,50%	8,56%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	558	524	
B=A (T2013) - A (2013 em 2013)	Ajustamento sem juros			-33
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2013 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,037%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-34

8 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

8.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2012 com os valores previstos em 2011 para fixação das tarifas de 2012 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 49 060 GWh, situando-se 5,2% abaixo do valor previsto no cálculo das tarifas de 2012.
- O valor real dos fornecimentos totais a clientes atingiu 44 655 GWh, o que significa um decréscimo de 6,2% face à previsão.
- O consumo dos clientes em mercado livre foi de 24 887 GWh, abaixo do valor previsto (-4,6%). No que diz respeito aos fornecimentos do CUR, atingiram 19 767 GWh, o que corresponde a um desvio por defeito de 8,0% em relação à previsão.
- A taxa de perdas⁵¹ nas redes de distribuição distanciou-se significativamente do valor de referência (7,80%), situando-se nos 9,13%. Analisando a série histórica das perdas na rede de distribuição, constata-se um desvio substancial em 2012 face ao observado nos últimos anos, estando o mesmo ao nível do ocorrido em 2001.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2012 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 2012.

⁵¹ Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

Quadro 8-1 - Consumo referido à emissão

	2012 (real)	Tarifas 2012			Proposta REN para Tarifas 2012		
		GWh	2012 (real - previsto)		GWh	2012 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	49 060 -2,9%	51 764 0,3%	-2 704	-5,2%	50 500 -0,6%	-1 441	-2,9%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	643 1,31%	597 1,15%	46		572 1,13%	71	
- Consumos Próprios	14	12	2		12	2	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	48 403 -2,9%	51 154 0,5%	-2 751	-5,4%	49 917 -0,6%	-1 514	-3,0%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e difere do valor correspondente apresentado no Quadro 8-2, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Quadro 8-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição

	2012 (real)	Tarifas 2012			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2012		
		GWh	2012 (real - previsto)		GWh	2012 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	48 559	51 154	-2 595	-5,1%	49 537	-978	-2,0%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 904 9,13%	3 571 7,80%	333	9,3%	3 529 7,98%	375	10,6%
- Consumos Próprios	0	0	0		0	0	
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	44 655	47 583	-2 929	-6,2%	46 008	-1 353	-2,9%
Clientes do comercializador de último recurso	19 767	21 495	-1 727	-8,0%	19 184	583	3,0%
MAT	73	63	10	15,1%	0	73	n.a.
AT	192	465	-274	-58,8%	0	192	n.a.
MT	1 480	1 229	251	20,4%	325	1 155	356,0%
BT	18 023	19 737	-1 714	-8,7%	18 860	-837	-4,4%
Clientes no mercado	24 887	26 089	-1 201	-4,6%	26 824	-1 936	-7,2%
MAT	1 829	1 738	90	5,2%	1 773	55	3,1%
AT	6 296	6 196	99	1,6%	6 559	-263	-4,0%
MT	12 332	12 932	-599	-4,6%	13 617	-1 285	-9,4%
BT	4 431	5 222	-791	-15,2%	4 874	-443	-9,1%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e comerciais, que origina a diferença face ao valor correspondente apresentado no Quadro 8-1, que se baseia apenas em dados físicos.

8.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2012 com os valores previstos em 2011 para fixação das tarifas de 2012 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 786,0 GWh, situando-se 6,4% abaixo do previsto em tarifas de 2012.
- A produção das centrais da EDA atingiu os 579,0 GWh, que representa um decréscimo de 1,5% relativamente a 2011 e um desvio por excesso de 1,3% face à previsão para tarifas 2012.
- As aquisições a produtores do SIA diminuíram 10,6% face a 2011, com um desvio por defeito de 21,1% relativamente ao previsto para tarifas de 2012, situando-se em 225,4 GWh.
- Os fornecimentos no mercado regulado atingiram 729,9 GWh, que corresponde a um desvio por defeito face à previsão de 7,1%. Por nível de tensão, verifica-se que o desvio na MT é menos acentuado (-4,9%) que na BT (-8,4%). De 2011 para 2012 os fornecimentos caíram cerca de 5%.
- A taxa de perdas foi de 7,5%, superior ao valor previsto em 0,6 pontos percentuais.

Quadro 8-3 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2011 (real)	2012 (real)	Δ% 2012/2011	Tarifas 2012 = Proposta EDA		
				MWh	2012 (real - previsto)	
	MWh	MWh	%		MWh	%
Produção						
Centrais da EDA	587 889	578 976	-1,5%	571 635	7 341	1,3%
Consumo e perdas nas centrais	17 750	18 522	4,4%	17 871	652	3,6%
Emissão própria	570 139	560 454	-1,7%	553 764	6 689	1,2%
Outros produtores do SPA	0	0		0	0	
Microgeração	113	224				
Produtores do SIA	252 025	225 361	-10,6%	285 732	-60 371	-21,1%
Consumo referido à emissão	822 278	786 039	-4,4%	839 496	-53 682	-6,4%
Consumos próprios	1 517	1 448	-4,5%	0	1 448	
Fornecimentos	769 240	729 889	-5,1%	785 339	-55 450	-7,1%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0		0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	769 240	729 889	-5,1%	785 339	-55 450	-7,1%
MT	286 041	276 074	-3,5%	290 164	-14 091	-4,9%
BT	483 199	453 816	-6,1%	495 175	-41 359	-8,4%
Energia saída da rede	770 757	731 338	-5,1%	785 339	-54 002	-6,9%
Perdas na rede	51 521	54 701	6,2%	54 157	320	0,6%
Taxa de perdas ^[1]	6,70%	7,49%	0,12	6,90%		0,6 p.p.

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

8.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 8-4 é apresentado o balanço de energia elétrica da EEM. São analisados os valores verificados em 2011 e em 2012 e os valores aceites nas tarifas para 2012. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Em 2012, a energia entrada na rede (891,4 GWh) apresenta um decréscimo de 3,4% face ao valor de 2011. As centrais da EEM tiveram uma quebra na emissão para a rede de 8,0% face a 2011, enquanto a produção não vinculada cresceu 13,3%. Em relação às previsões para tarifas de 2012, verificam-se desvios de -4,6% e de -11,3% nas centrais da EEM e nas centrais do SIM, respetivamente.
- O consumo referido à emissão (890,8 GWh) registou em 2012 um decréscimo de 3,5% face a 2011 e um desvio de -4,8% comparativamente com as previsões para tarifas de 2012.

- Os fornecimentos no mercado regulado atingiram 814,3 GWh em 2012, que corresponde a um desvio por defeito face à previsão de 4,7%. Por nível de tensão, verifica-se uma diferença muito acentuada entre a previsão e o valor do consumo em BT, da ordem dos -7%, enquanto na AT/MT esta diferença é de +4,2%. De 2011 para 2012 os fornecimentos caíram 4,7%.
- Em 2011, a taxa de perdas na rede situou-se em 9,3%, em linha com o ano anterior e inferior ao previsto em 0,1 pontos percentuais.

Quadro 8-4 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2011 (real)	2012 (real)	Δ% 2012/2011	Tarifas 2012 = Proposta EEM		
	MWh	MWh	%	MWh	2012 (real - previsto)	
					MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	613 762	563 610	-8,2%	594 203	-30 593	-5,1%
Consumo e perdas nas centrais	12 802	10 660	-16,7%	14 577	-3 918	-26,9%
Emissão própria	600 960	552 951	-8,0%	579 626	-26 675	-4,6%
Outros produtores do SPM	193 340	192 403	-0,5%	192 000	403	0,2%
Produtores do SIM	128 926	146 095	13,3%	164 615	-18 520	-11,3%
Total da energia entrada na rede	923 226	891 449	-3,4%	936 241	-44 792	-4,8%
Bombagem	563	651	15,7%	1 000	-349	-34,9%
Consumo referido à emissão	922 663	890 797	-3,5%	935 241	-44 443	-4,8%
Consumos próprios	934	962	3,1%	974	-12	-1,2%
Compensação síncrona	0	0				
Fornecimentos	843 085	814 307	-3,4%	854 219	-39 912	-4,7%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0			0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	843 085	814 307	-3,4%	854 219	-39 912	-4,7%
AT/MT	178 109	188 078	5,6%	180 569	7 508	4,2%
BT	664 976	626 229	-5,8%	673 649	-47 420	-7,0%
Energia saída da rede	844 019	815 269	-3,4%	855 193	-39 924	-4,7%
Perdas nas redes	78 644	75 528	-4,0%	80 048	-4 519	-5,6%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	9,3%	9,3%	-0,05 p.p.	9,4%		-0,1 p.p.

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