

**PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS
REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013**

Dezembro 2012

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	PRINCIPAIS CONDICIONANTES DA DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS	3
2.1	Taxa de inflação	3
2.2	Taxas de juro e <i>spreads</i>	4
2.3	Previsões do custo de aquisição de energia elétrica por parte do CUR para fornecimento aos clientes	8
2.4	Alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2013	21
3	ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE)	27
4	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT	31
4.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	31
4.1.1	Custos diretamente relacionados com a atividade de Gestão Global do Sistema	32
4.1.2	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	35
4.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica	40
4.2.1	Custos operacionais de exploração e custos incrementais	40
4.2.2	Valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência	41
4.2.3	Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil	43
4.2.4	Taxa de remuneração do ativo	44
4.2.5	Custos de natureza ambiental	45
5	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO	49
5.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	50
5.1.1	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a Produtores em regime especial	51
5.1.2	Amortização e juros da dívida tarifária	56
5.1.3	Custos decorrentes da sustentabilidade de mercados	58
5.1.4	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT), BTE e BTN	58
5.1.5	Custos com tarifa social	59
5.1.6	Custos com a manutenção do equilíbrio contratual	60
5.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	72
6	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	77
6.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	77
6.1.1	Custos com a aquisição de energia elétrica nos mercados organizados	77
6.1.2	Ajustamentos	82
6.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	84

6.3	Atividade de Comercialização.....	85
6.4	Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória.....	88
7	PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2013 NO CONTINENTE.....	89
8	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	91
8.1.1	Informação enviada.....	91
8.1.2	Taxa de remuneração das atividades da EDA.....	92
8.2	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	92
8.2.1	Custos de energia.....	92
8.2.2	Custos de exploração.....	96
8.2.3	Custos com capital.....	97
8.3	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	99
8.4	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	103
8.5	Proveitos permitidos à EDA para 2013.....	106
8.6	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.....	107
9	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....	109
9.1	Questões comuns a todas as atividades da EEM.....	109
9.1.1	Informação enviada.....	109
9.1.2	Análise do valor enviado de direitos de passagem.....	110
9.1.3	Provisões para clientes de cobrança duvidosa.....	111
9.1.4	Fornecimentos e serviços externos - Frota automóvel.....	111
9.1.5	Taxa de remuneração das atividades da EEM.....	112
9.2	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	112
9.2.1	Análise dos custos de AGS.....	112
9.2.2	Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.....	116
9.3	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	118
9.3.1	Análise dos custos da DEE.....	118
9.3.2	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.....	120
9.4	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	122
9.4.1	Análise dos custos da CEE.....	123
9.4.2	Proveitos permitidos na Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM.....	124
9.5	Proveitos Permitidos à EEM para 2013.....	126
9.6	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira.....	127

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB	4
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB	4
Quadro 2-3 - Taxas de juro e <i>spreads</i>	7
Quadro 2-4 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2012 e para 2013	20
Quadro 2-5 - Componentes do custo médio de aquisição dos clientes previsto para 2013.....	21
Quadro 3-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2013.....	28
Quadro 3-2 - Principais pressupostos do cálculo do sobrecusto previsto para 2013.....	29
Quadro 3-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	30
Quadro 4-1 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS.....	33
Quadro 4-2 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	35
Quadro 4-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referentes a 2006 e 2007.....	36
Quadro 4-4 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1.....	36
Quadro 4-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas.....	38
Quadro 4-6 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	40
Quadro 4-7 - Custo operacional de exploração e custos incrementais da atividade de TEE.....	41
Quadro 4-8 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2012 e 2013.....	42
Quadro 4-9 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.....	44
Quadro 4-10 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas	46
Quadro 4-11 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	47
Quadro 5-1 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.....	52
Quadro 5-2 - Impacte da Reposição gradual no âmbito da reclassificação do sobrecusto da Cogeração	53
Quadro 5-3 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2013.....	54
Quadro 5-4 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2012 e 2013.....	55
Quadro 5-5 - Amortização e juros da dívida tarifária	57
Quadro 5-6 - Financiamento da tarifa social em 2013.....	59
Quadro 5-7 - Ajustamento do montante dos CMEC.....	61
Quadro 5-8 - Estimativa da revisibilidade para 2012	69
Quadro 5-9 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	71
Quadro 5-10 - Custos com plano de reestruturação de efetivos	74
Quadro 5-11 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica	76

Quadro 6-1 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura	78
Quadro 6-2 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE	79
Quadro 6-3 - Ajustamentos do comercializador de último recurso	83
Quadro 6-4 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes	84
Quadro 6-5 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	85
Quadro 6-6 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	87
Quadro 7-1 - Proveitos permitidos em 2013 por atividade no Continente	89
Quadro 8-1 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA	93
Quadro 8-2 - Custo unitário dos combustíveis	94
Quadro 8-3 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente	95
Quadro 8-4 - Custos da energia elétrica adquirida	95
Quadro 8-5 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	96
Quadro 8-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA	98
Quadro 8-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA	100
Quadro 8-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA	104
Quadro 8-9 - Proveitos permitidos à EDA para 2013	106
Quadro 8-10 - Proveitos permitidos à EDA, para 2013, excluindo ajustamentos	107
Quadro 8-11 - Custo com a convergência tarifária da RAA	107
Quadro 9-1 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2013	113
Quadro 9-2 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos	114
Quadro 9-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	116
Quadro 9-4 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos	120
Quadro 9-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	121
Quadro 9-6 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos	123
Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	125
Quadro 9-8 - Proveitos permitidos da EEM	126
Quadro 9-9 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2	127
Quadro 9-10 - Custo com a convergência tarifária na RAM	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - CDS a 5 anos (EUR) da República portuguesa e de 4 empresas portuguesas	5
Figura 2-2 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	8
Figura 2-3 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	9
Figura 2-4 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	9
Figura 2-5 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros	11
Figura 2-6 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004 ...	12
Figura 2-7 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	13
Figura 2-8 - Energia transacionada por tecnologia	14
Figura 2-9 - Satisfação do consumo referido à emissão.....	15
Figura 2-10 - Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL	16
Figura 2-11 - Evolução preço <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 1992 e 2012	17
Figura 2-12 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 2009 e 2012	18
Figura 2-13 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro 2013.....	18
Figura 2-14 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t).....	19
Figura 2-15 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008.....	19
Figura 4-1 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2003 e 2013.....	32
Figura 4-2 - Taxa de remuneração dos ativos fixos na atividade de GGS	34
Figura 4-3 - Taxa de remuneração do ativo da atividade TEE	45
Figura 5-1 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela	62
Figura 5-2 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade	63
Figura 5-3 - Evolução do preço médio mensal em Portugal	64
Figura 5-4 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica	65
Figura 5-5 - Evolução do encargo de energia unitário	66
Figura 5-6 - Margem das vendas das centrais térmicas	66
Figura 6-1 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia [GWh]	80
Figura 6-2 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia [€/MWh].....	81
Figura 6-3 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE	82
Figura 8-1 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	93
Figura 8-2 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	94
Figura 8-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA	99
Figura 8-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	102

Figura 8-5 - Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários	102
Figura 8-6 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	105
Figura 8-7 - Proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários	106
Figura 8-8 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2012	108
Figura 9-1 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	117
Figura 9-2 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	122
Figura 9-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	126
Figura 9-4 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM	129

1 INTRODUÇÃO

Neste documento apresentam-se os proveitos permitidos por atividade regulada das seguintes entidades:

- Agente Comercial - REN Trading, SA
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) – REN, SA
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) – EDP Distribuição, SA
- Comercializador de último recurso – EDP Serviço Universal, SA
- Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores – EDA, SA
- Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira – EEM, SA

Definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2013 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente aos custos, proveitos e investimentos em 2013.

Os proveitos permitidos das atividades reguladas têm em conta os parâmetros definidos no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

2 PRINCIPAIS CONDICIONANTES DA DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS

Os valores dos proveitos permitidos para 2013 para as atividades das empresas reguladas são calculados com base em valores pressupostos para as seguintes variáveis:

- Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB.
- Taxas de juro e *spreads*.
- Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR.

Neste capítulo, apresentam-se também as alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2013.

2.1 TAXA DE INFLAÇÃO

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada em determinado espaço económico. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

De facto, o deflator do PIB, não sendo um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, faz com que sejam automaticamente refletidas na inflação medida todas as alterações aos padrões de consumo, assim como a introdução de novos bens e serviços.

Deste modo, e sendo a energia elétrica um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação, já que no PIB se refletem todas as relações económicas estabelecidas na economia, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

O deflator do PIB é utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2013.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2012 e 2013, são apresentadas no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	CE	OCDE
2012	0,7	0,1
2013	1,3	0,4

Fonte: CE - "European Economy" – Previsões de Primavera 2012, maio/2012;
OCDE - "Economic Outlook", n.º 91, junho/2012.

As previsões das empresas para 2012 e 2013 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB

Unidade: %

	REN ⁽¹⁾	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM ⁽²⁾
2012	3,2	1,0	1,0	3,1	1,4
2013	1,3	1,3	1,3	1,6	1,3

Nota :⁽¹⁾ IPC
⁽²⁾ IHPC

Fonte: REN, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDA e EEM

O IPIB adotado pela ERSE para 2013 é de 0,4% e corresponde à previsão da OCDE. O IPIB adotado pela ERSE para 2012, definido no regulamento Tarifário em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2012 publicada pelo INE, cujo valor é 0,2%.

2.2 TAXAS DE JURO E SPREADS

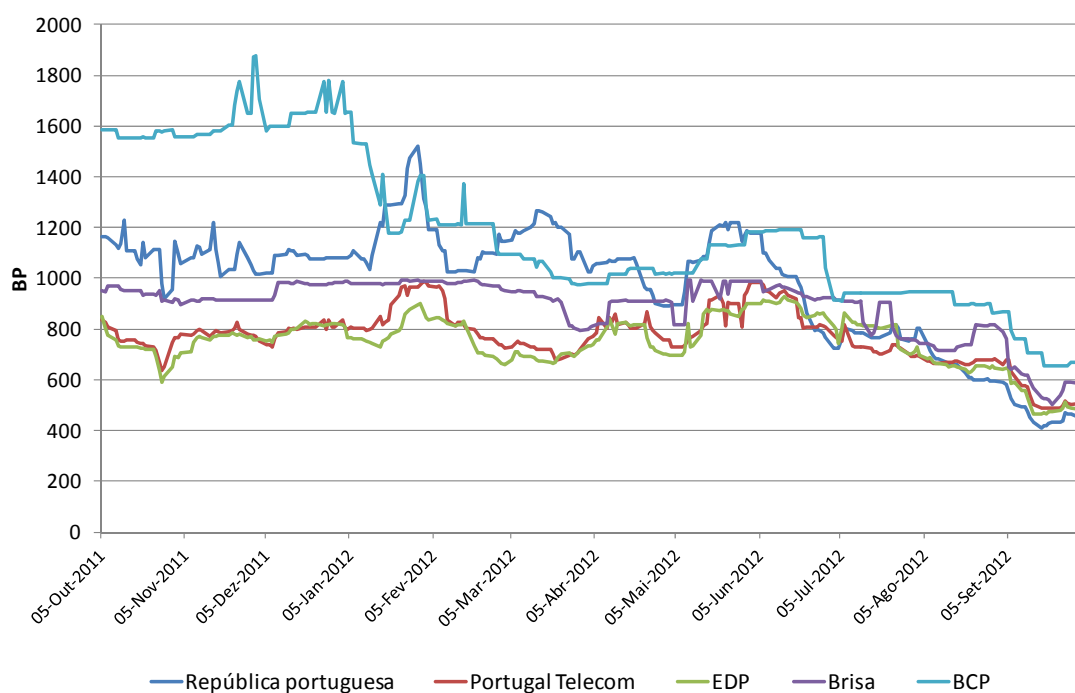
SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2012

As condições de financiamento das empresas nacionais agravaram-se ao longo do ano de 2011, tendência esta que tinha sido antecipada na definição das tarifas para 2012 e que levou a ERSE a definir um *spread* de 2% a aplicar aos ajustamentos de 2011 nas atividades reguladas do Continente e de 2,5% nas Regiões Autónomas. Este valor consubstanciou um forte incremento face aos valores anteriormente definidos pela ERSE para os *spreads* aplicados aos ajustamentos, que de uma forma geral situavam-se próximo ou abaixo de 1%.

A ligação entre as condições de financiamento das empresas reguladas e do conjunto da economia acentuou-se desde o resgate da dívida soberana em abril de 2011. Os *Credit Default Swaps* (CDS) são um dos principais indicadores das condições de financiamento das empresas e dos Estados.

Em 2012 perspetiva-se o começo da normalização das condições de financiamento da economia nacional ilustrada pela evolução dos CDS, que se pode observar na Figura 2-1.

Figura 2-1 - CDS a 5 anos (EUR) da República portuguesa e de 4 empresas portuguesas



Fonte: Reuters

Esta figura mostra que tanto os valores dos CDS da República Portuguesa, como os valores de 4 empresas nacionais nos sectores das telecomunicações, energia elétrica, autoestradas e banca diminuíram para cerca de metade ou menos do valor verificado há 12 meses. No caso dos CDS da República Portuguesa os valores diminuíram para valores semelhantes aos valores do primeiro trimestre de 2011, antes do pedido de ajuda financeira solicitada por Portugal à UE e ao FMI.

Neste contexto, para as empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, o *spread* no ano t-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, dos valores diários ocorridos entre 1/01 e 15/11 de 2012 (t-1) é de 1,5%.

TAXA DE JURO PARA A REPOSIÇÃO GRADUAL DO EFEITO DA RECLASSIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO^{FER}

Para efeitos de reposição gradual do efeito da reclassificação da cogeração^{FER} decidiu-se indexar a taxa de juro aplicada a esse mecanismo ao rendimento médio das taxas de rendibilidade das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades destes títulos verificados no mês de dezembro de 2010. A taxa a aplicar para 2013 é de 4,678%.

TAXA A APLICAR PARA O ALISAMENTO QUINQUENAL DO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro de 2011, aprovada no âmbito do n.º 4 do Artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, procede à definição da metodologia de determinação da taxa de juro para o cálculo da anuidade a cinco anos, a aplicar nos sobrecustos com aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial sujeitos ao alisamento quinquenal.

Por aplicação da referida metodologia, a taxa de juro para 2012, a título definitivo é de 6,32% e para 2013 provisoriamente é de 5,87%.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2013

No seguimento do referido, o Quadro 2-3 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2013.

Quadro 2-3 - Taxas de juro e *spreads*

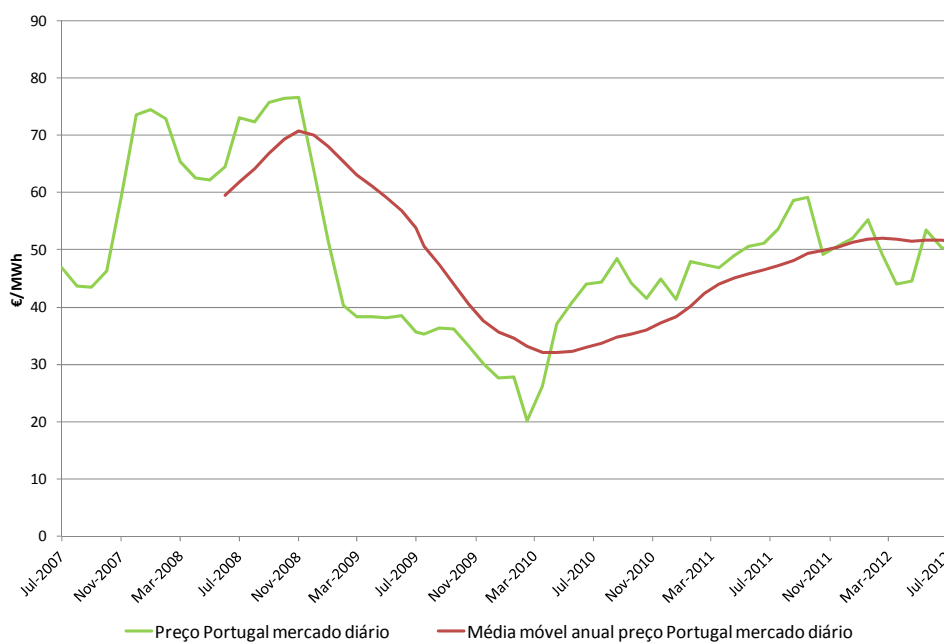
	2013
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2011, para cálculo dos ajustamentos de 2011	2,01%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2011 e de 2012	1,19%
<i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2011 das atividades reguladas do Continente	2,00 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2011 das atividades reguladas das Regiões Autónomas	2,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2012 para cálculo dos ajustamentos de 2011 e dos ajustamentos de 2012 do Continente e das Regiões Autónomas	1,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2012, para cálculo das rendas dos défices tarifários	0,65%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,50 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL n.º165/2008 titularizada	1,95 p.p.
Taxa aplicável para a reposição gradual da reclassificação da cogeração ^{FER} (taxa média diária das OT a 2 anos e das OT a 3 anos ocorrida no mês de dezembro de 2010)	4,68%
Taxa definitiva aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto, com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial referente a tarifas de 2012	6,32%
Taxa aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto, com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial referente a tarifas de 2013	5,87%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2011 e 2012	4,00 %

2.3 PREVISÕES DO CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR PARTE DO CUR PARA FORNECIMENTO AOS CLIENTES

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

O preço da energia elétrica no mercado diário¹ da OMEL para Portugal tem evoluído de uma forma descontínua. Registou-se uma diminuição acentuada entre novembro de 2008 (76,7 €/MWh) e março de 2010 (cerca de 20 €/MWh), tendo a partir dessa data voltado a crescer, mantendo-se entre os 40 €/MWh e os 60 €/MWh.

Figura 2-2 - Preços médios do mercado diário em Portugal

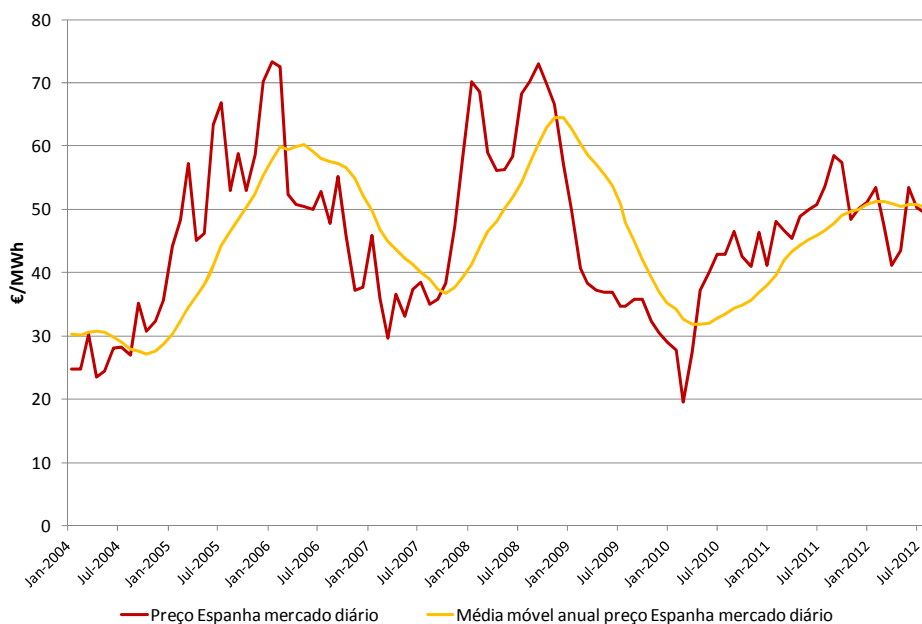


Fonte: OMEL

No caso do mercado espanhol, e para um maior período de análise, observa-se uma tendência semelhante.

¹ Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

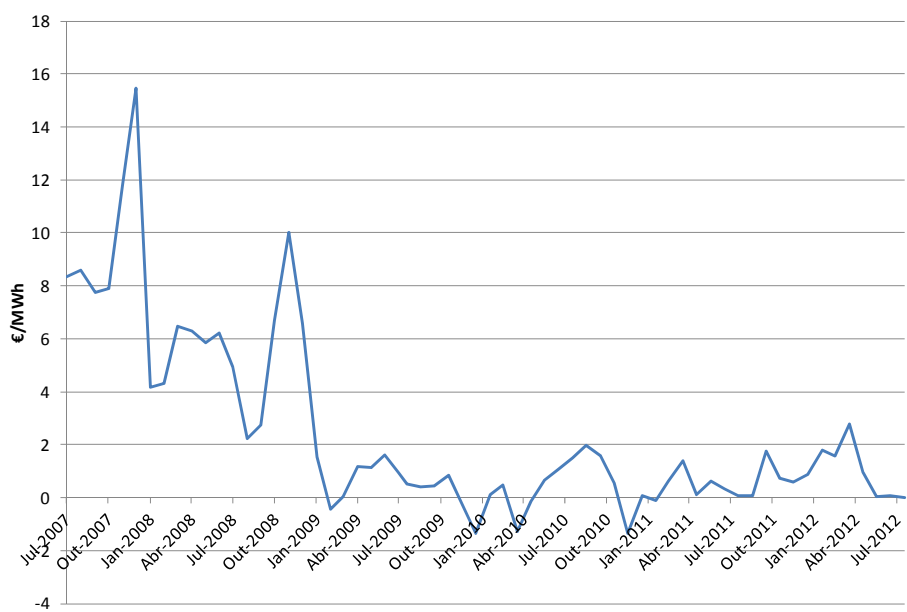
Figura 2-3 - Preços médios do mercado diário em Espanha



Fonte: OMEL

Sublinhe-se que o diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o arranque do MIBEL em julho de 2007, sendo que os períodos em que a diferença é nula são cada vez mais frequentes e de maior duração.

Figura -2-4 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha



Fonte: OMEL

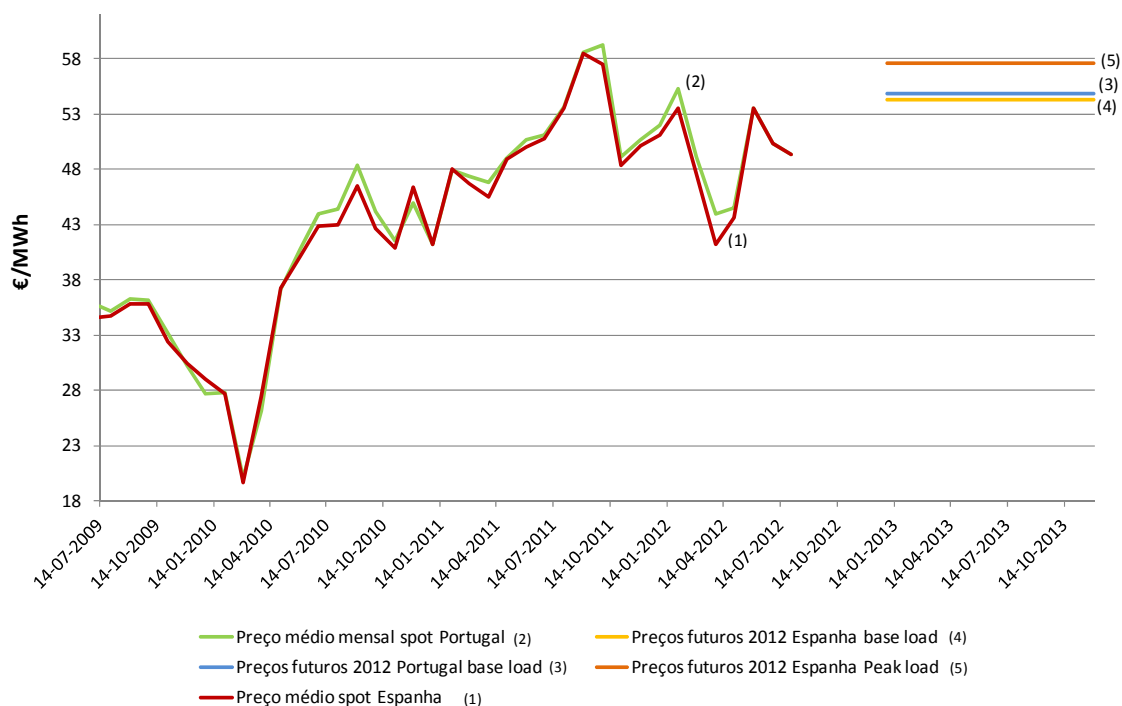
Face à atual integração dos mercados, cuja tendência deverá intensificar-se, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes das condições de mercado em Espanha. Com a aprovação no passado dia 14 de setembro de 2012, de um projeto de Decreto-Lei pelo Governo espanhol, entretanto submetido às Cortes espanholas, que estabelece um conjunto de medidas que visam diminuir o deficit tarifário em Espanha, é expectável que as condições de mercado no país vizinho se alterem profundamente a partir de 2013. Estas medidas materializam-se na aplicação de impostos que incidem tanto sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, como sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica bem como, ainda, da aplicação de taxas sobre combustíveis de origem fósseis.

Pelo impacte que este diploma poderá ter nos preços de energia elétrica no mercado grossista a nível ibérico, comparou-se a evolução dos preços de energia elétrica em Portugal e em Espanha com os preços dos contratos de futuros² para entrega em 2013 após o anúncio da aprovação desse diploma.

Os preços dos contratos de futuros apontam para o aumento dos valores do preço de energia face aos valores registados no início de setembro em cerca de 2 €/MWh, para 54,5 €/MWh e 57,5 €/MWh em 2012, consoante digam respeito a contratos *base load* ou *peak load*, respetivamente.

² Média das duas semanas após a aprovação do projeto de diploma.

Figura 2-5 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros



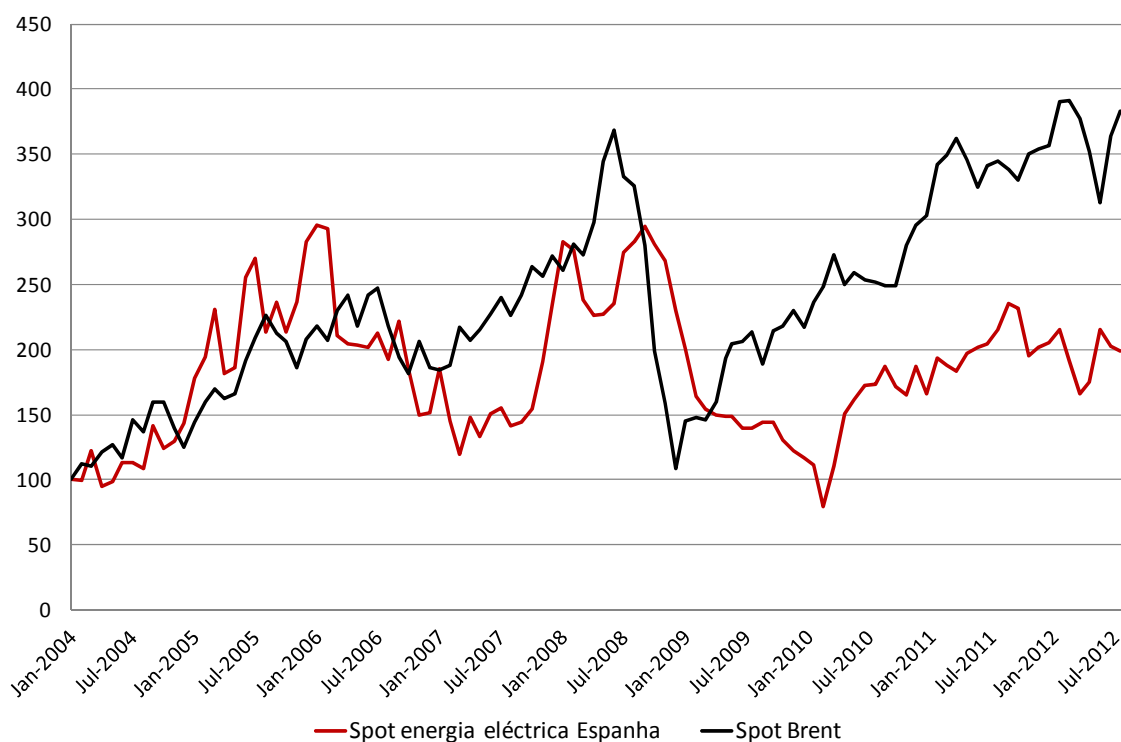
Fonte: OMIP

De seguida efetua-se uma análise aos fatores que justificam a evolução do preço de energia elétrica.

FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo estão correlacionados, como é perceptível na Figura 2-6.

**Figura 2-6 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**

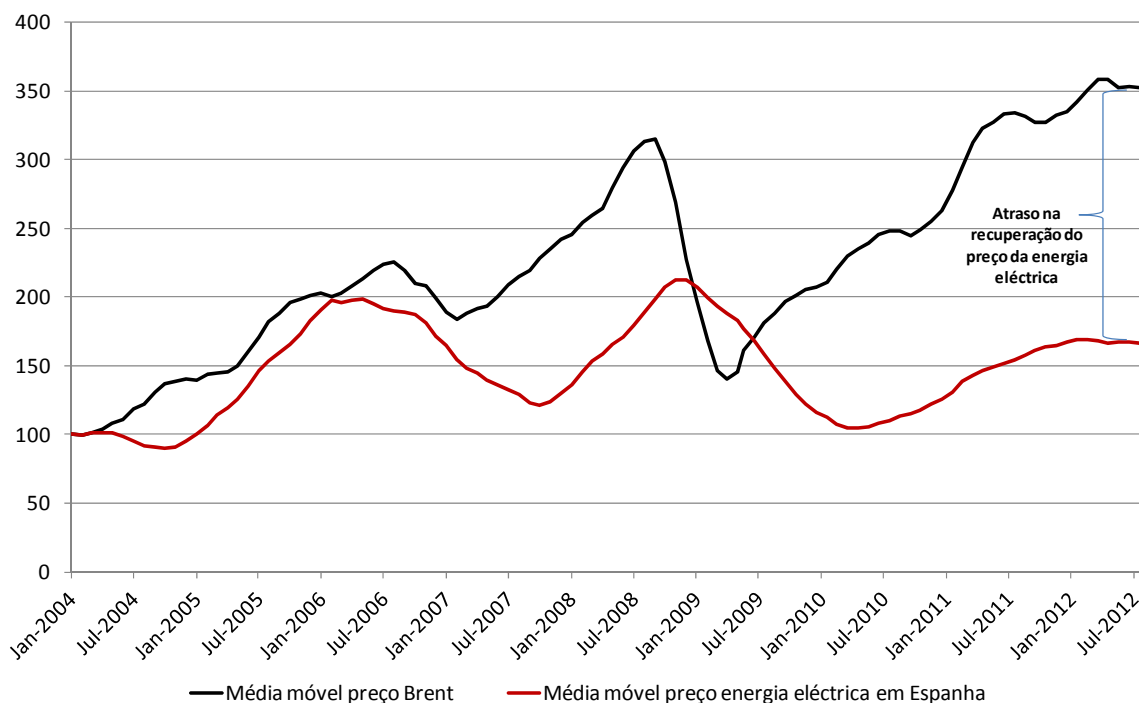


Fonte: OMEL

Como se verá, esta correlação advém, em grande parte, da relevância da energia elétrica produzida pelas centrais a gás natural de ciclo combinado na definição dos preços de mercado da energia vendida.

A Figura 2-7 mostra que caso os efeitos decorrentes da sazonalidade, nomeadamente o impacto da hidraulicidade na evolução dos custos marginais do sistema, forem anulados, recorrendo-se para este efeito à média móvel, a correlação aumenta.

**Figura 2-7 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**



Fonte: OMEL

Contudo, no final do período analisado na figura verificou-se um desfasamento entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do preço da energia elétrica. Esta “divergência temporal” reflete em parte o desfasamento existente³ entre o preço do petróleo e os custos de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural. Contudo, este desfasamento tem vindo a aumentar, atingindo cerca de 12 meses.

Assim, observa-se igualmente que a amplitude do aumento do preço do petróleo tem-se refletido de uma forma cada vez menos acentuada no aumento do preço da energia elétrica.

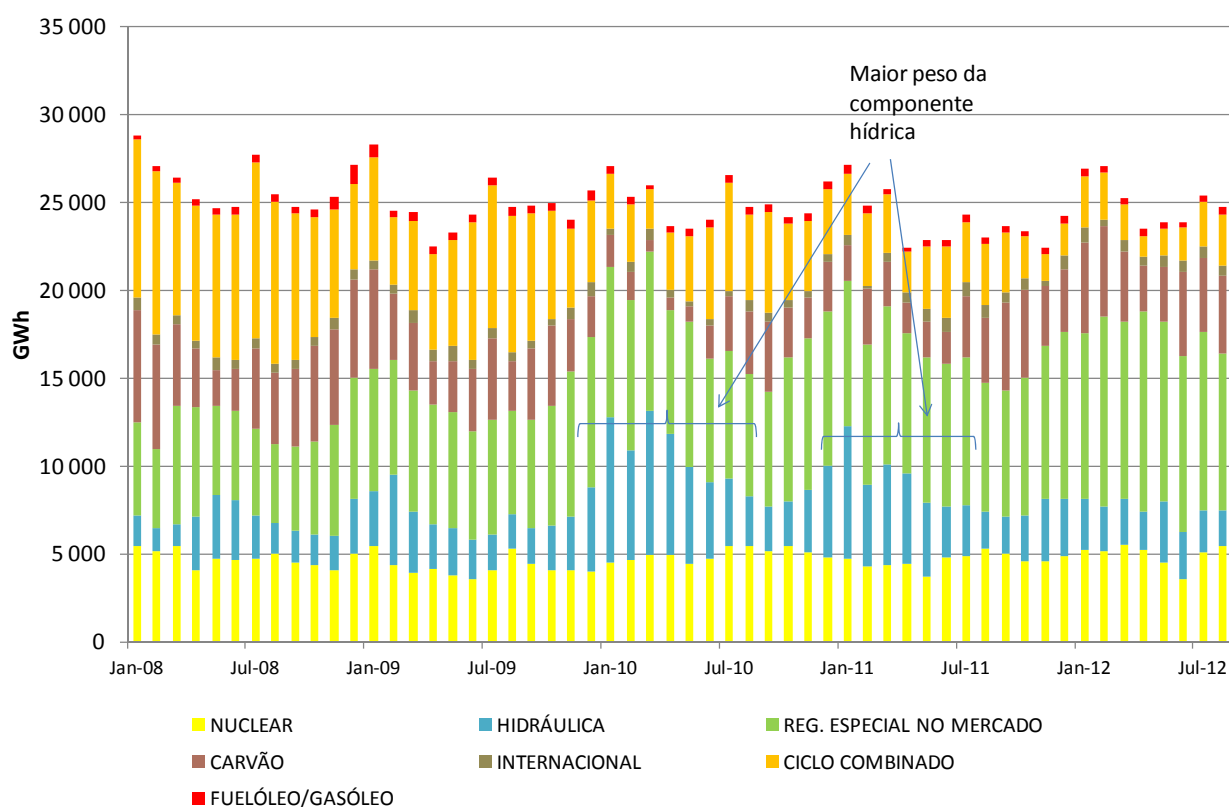
Registe-se aliás que a correlação entre as médias móveis do preço da energia elétrica e do petróleo quando calculada para a série terminada em setembro de 2010 é de 0,77 e de 0,70, quando calculada para a série terminada em setembro de 2011. Para a série terminada em setembro de 2012 esta correlação é apenas de 0,6.

³ Devido às condições definidas contratualmente de aquisição do gás natural a médio ou longo prazo.

De modo a melhor serem entendidos os motivos para este desfasamento é analisado o *mix* tecnológico de produção que, para além dos custos dos combustíveis, influencia a evolução do preço de energia elétrica.

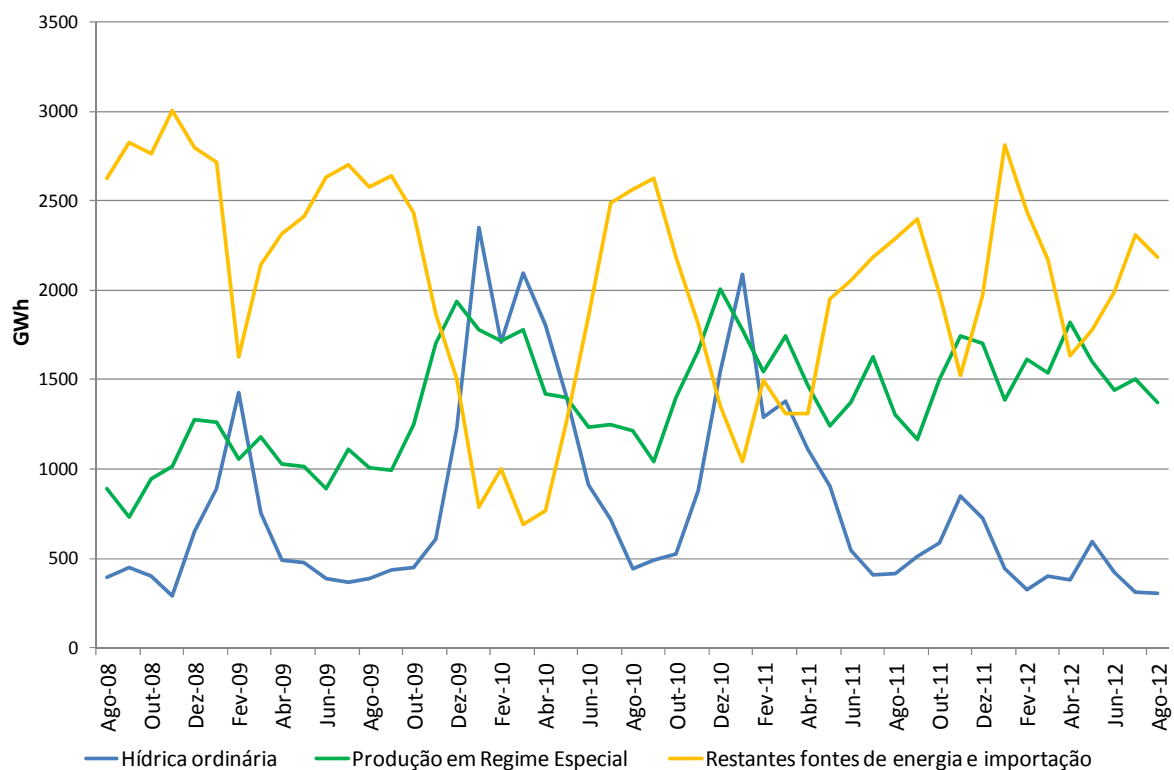
No que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial, em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis.

Figura 2-8 - Energia transacionada por tecnologia



Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-9 que o peso no consumo da produção em regime especial tem vindo a aumentar, enquanto o das centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas.

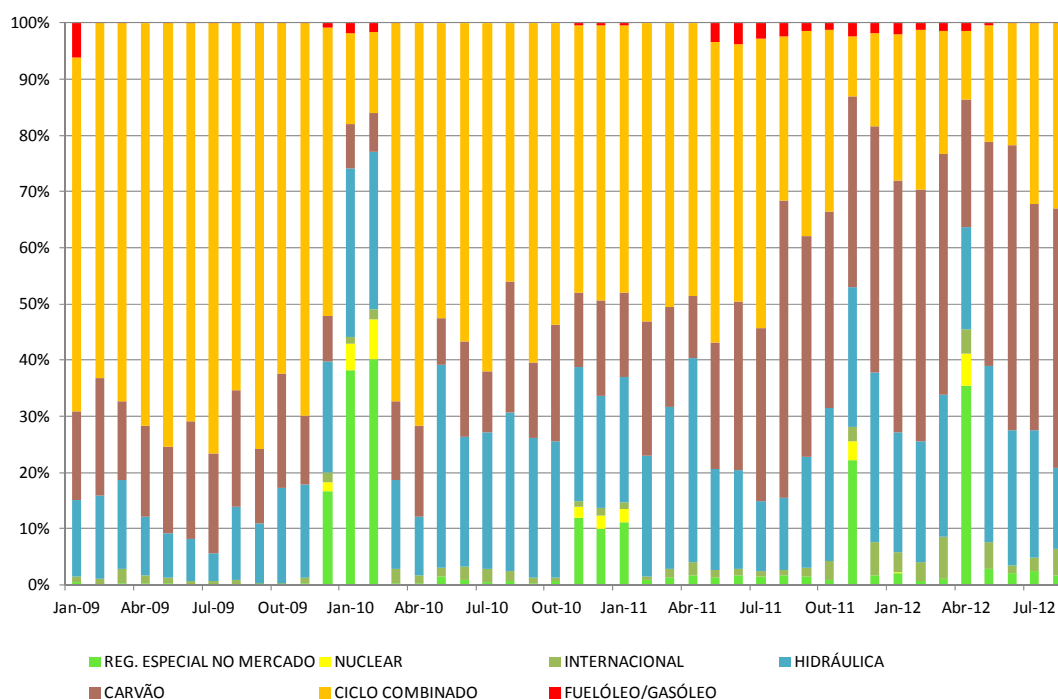
Figura 2-9 - Satisfação do consumo referido à emissão



Fonte: REN

No que diz respeito às tecnologias que definiram o preço de fecho, observa-se na Figura 2-10 uma diminuição do peso das centrais de ciclo combinado a gás natural, desde o início de 2011. Em contrapartida as centrais térmicas a carvão, tradicionalmente centrais de base, têm sido cada vez mais as centrais de fecho.

Figura 2-10 - Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL



Fonte: OMEL

Tal facto evidencia, o maior diferencial entre o preço de energia elétrica e o preço do petróleo e, consequentemente, o preço do gás natural, o que dificulta a colocação da energia elétrica produzida pelas centrais de ciclo combinado em mercado. Este cenário é agravado devido à:

- Queda do consumo de energia elétrica;
- Entrada em funcionamento de novos projetos de produção em regime especial, designadamente eólicos.

O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço final desta fonte de energia não é, de um modo geral, definido no mercado grossista. De facto, o crescimento da produção em regime especial, bem como a diminuição do consumo de energia elétrica verifica nos últimos anos, estão a conduzir a uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, levando, em consequência, à diminuição ou à estagnação do seu preço, pese embora o aumento do preço do petróleo observável na Figura 2-11.

Figura 2-11 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2012



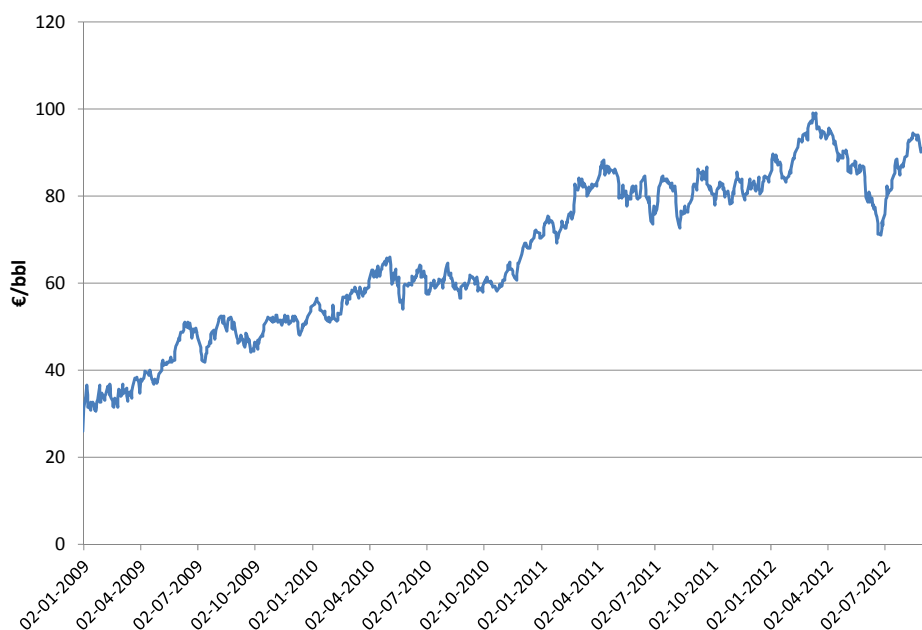
Fonte: Reuters

Assim, apesar do preço do petróleo ter estado em 2012 mais elevado do que em 2011 (vide Figura 2-12) e de a hidraulicidade em 2012 ter sido bastante baixa⁴, o preço de energia elétrica não aumentou ao longo de 2012 face a 2011, como se observou na Figura 2-5.

A evolução mais recente do preço do petróleo aponta para a sua estagnação, embora a um nível bastante elevado.

⁴ De 0,35 até setembro de 2012 segundo a REN, quando o valor para um ano normal é de 1.

Figura 2-12 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) entre 2009 e 2012



Fonte: Reuters

Os dados disponíveis à data para os preços no mercado de futuros do petróleo para entrega no final do próximo ano apontam para uma diminuição para cerca de 80 €/bbl.

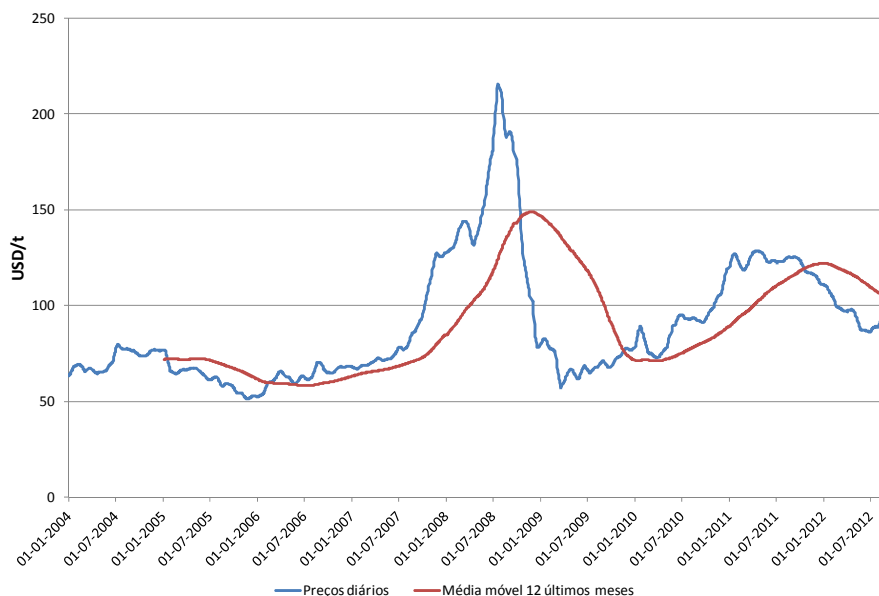
Figura 2-13 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro 2013



Fonte: Reuters

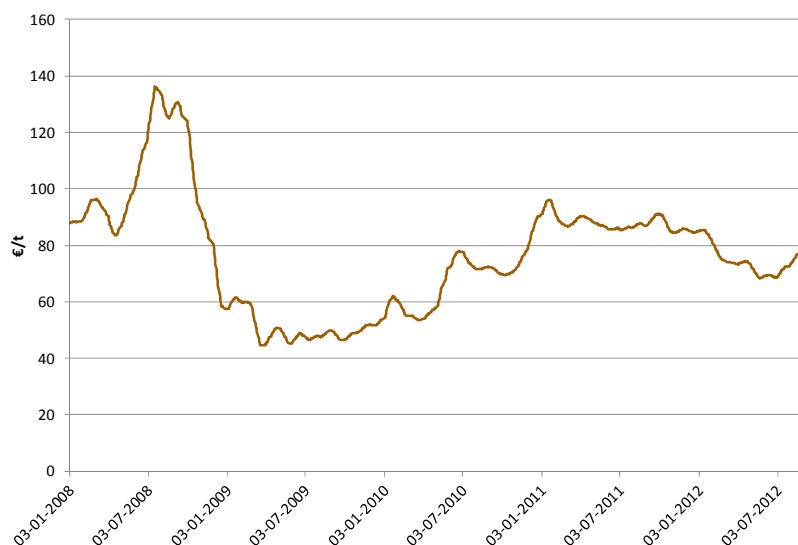
No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço tem diminuído, embora ligeiramente, desde janeiro de 2011. Dado que as centrais a carvão foram, com alguma frequência, a tecnologia marginal no mercado grossista, a evolução do preço do carvão, comparativamente com o dos restantes combustíveis, constitui mais um fator justificativo para o desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo.

Figura 2-14 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: Reuters

**Figura 2-15 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t)
base 100 2008**



PREVISÕES

Se a previsão para 2013 do preço de energia elétrica apenas considerar o impacto das variáveis acima descritas, muito provavelmente, o preço para o próximo ano deveria ser mais baixo do que o valor que atualmente se verifica do preço médio diário no mercado *spot* de energia elétrica para Portugal, que se situa em torno dos 51 €/MWh⁵. Se a este preço for adicionado o acerto ao preço de mercado base devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR, bem como os custos com os serviços de sistema e com os desvios do CUR, o custo médio de aquisição de energia elétrica para 2012 é cerca de 55 €/MWh. Este preço é inferior ao preço previsto nas tarifas de 2012 para 2012, apesar das condições deste ano serem mais gravosas do que as do ano anterior no que diz respeito ao preço do petróleo e à hidraulicidade. A diminuição da procura e o aumento da produção em regime especial justificam este facto.

Porém, as recentes alterações legislativas ocorridas em Espanha por forma a diminuir o deficit tarifário espanhol, referidas anteriormente, permitem perspetivar um aumento do preço de energia elétrica na Península Ibérica em 2013. De modo a considerar os possíveis impactos no custo de aquisição de energia elétrica por parte do CUR, as previsões da ERSE para 2013 tiveram em consideração o preço médio dos contratos de futuros *peak load* em Espanha para 2013, ocorrido nos 15 dias posteriores à publicação do projeto de Decreto-Lei.

Quadro 2-4 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR⁶ para fornecimento dos clientes para 2012 e para 2013

	2012		2013
	Tarifas 2012	Estimativa 2012 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2013
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	60,1	55,0	62,0
Preço petróleo EUR/bbl	77,7	88,0	85,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	0,35	1,0

⁵ Preços à fronteira

⁶ O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

Assim, o preço médio diário no mercado *spot* de energia elétrica previsto para 2013 em Portugal é cerca de 57,6 €/MWh, o qual acrescido do acerto ao preço de mercado base devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR (cada vez mais associado às horas de ponta e cheia, devido ao maior peso da BTN), bem como dos custos com os serviços de sistema e dos desvios do CUR, resulta num custo médio de aquisição de energia elétrica para 2013 de cerca de 62 €/MWh.

Quadro 2-5 - Componentes do custo médio de aquisição dos clientes previsto para 2013

	€/MWh
	2013
Preço médio de energia elétrica em Portugal	57,56
Acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR	1,27
Custo unitário acerto de Contas - CUR	0,97
Preço no mercado dos serviços de sistema	2,20
Custo médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento	61,99

2.4 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2013

Com o início de um novo período de regulação em 2012, entraram em vigor diversas alterações regulamentares, que abrangem o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT) e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do sector elétrico, e que, simultaneamente, incorporaram as alterações legislativas ocorridas em 2011 e em 2013.

Foram publicados os diplomas legais abaixo resumidos, que têm impacto na atuação da ERSE nomeadamente no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas para 2013.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Portaria n.º 310/2011, de 21 de dezembro	Revoga o regime de prestação do serviço de interruptibilidade estabelecido pela Portaria n.º 1309/2010, de 23 de Dezembro.	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Redução de proveitos permitidos
Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro	Aditamento ao Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, que estabelece o regime jurídico de utilização dos bens de domínio público marítimo, incluindo a utilização das águas territoriais, para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas do mar na zona piloto delimitada, bem como o regime de gestão, acesso e exercício da atividade mencionada. Procede também à alteração ao Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, que aprova as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto e de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Não quantificável em termos de proveitos permitidos
Decreto-Lei n.º 25/2012, de 6 de fevereiro	Suspende a atribuição de potência de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público ao abrigo ou na sequência do disposto nos artigos 4.º e 10.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 33 -A/2005, de 16 de fevereiro, 172/2006, de 23 de agosto, e 118 -A/2010, de 25 de outubro (produção em regime especial). Excluem-se as situações excecionais de relevante interesse público, em que estejam em causa os objetivos e prioridades da política energética nacional, as quais carecem de regulamentação por resolução do Conselho de Ministros.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Não quantificável em termos de proveitos permitidos
Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março	Estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em BTN e adota mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, nomeadamente no que respeita ao relacionamento comercial e às tarifas e preços. Este diploma estabelece também a extinção do regime transitório de fornecimento de eletricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, previsto no artigo 6.º do Decreto -Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica EDP SU - Atividade de Comercialização	É neutro em termos de proveitos permitidos, existindo uma transferência de custos entre atividades

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Decreto-Lei n.º 112/2012, de 23 de maio	Altera o artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, designadamente no que diz respeito aos limites legais de participação no capital social do operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.		
Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio	Revoga o regime de prestação de serviços de garantia de potência dos centros electroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional e do respetivo mecanismo de remuneração e estabelece os princípios orientadores da regulamentação do regime de subsídio substituto	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Redução de proveitos permitidos
Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio	Estabelece os termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração, nos termos e para os efeitos do disposto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Diminuição dos custos de aquisição de PRE a cogeradores
Portaria n.º 200/2012, de 16 de setembro	Altera os parâmetros de definição do fator μ (valorização da modelação do consumo) que integra a fórmula de cálculo da remuneração base do serviço de interruptibilidade e modifica o valor que limita a remuneração da parcela de disponibilidade, tal como previstos no artigo 2.º da Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro. Esta portaria estabelece também um mecanismo de verificação da disponibilidade da prestação do serviço de interruptibilidade	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Acréscimo de proveitos permitidos
Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto	Estabelece o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional.	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Acréscimo de proveitos permitidos

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Despacho n.º 13 596/2012, de 12 de setembro	Despacho que estabelece o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso.	REN Trading – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial EDP D – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos permitidos
Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro	Estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema.		
Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro	Transpõe para a ordem jurídica nacional o disposto no n.º 11 do artigo 1.º da Diretiva 2009/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril. O diploma institui que a partir de 1 de janeiro de 2013, as licenças de emissão que não sejam atribuídas a título gratuito ficam sujeitas a venda em leilão. São estabelecidos os princípios dos leilões de licenças de emissão, em que 80% das receitas desses leilões devem ser utilizadas para compensar o sobrecusto total da PRE a partir de fonte de energia renovável. É também estabelecida a transição das licenças sobrantes do PNALE II, nomeadamente os proventos da sua utilização, que deverão constituir receitas do Fundo Português de Carbono, bem como a sua aplicabilidade.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Diminuição do sobrecusto de aquisição de energia elétrica à PRE renovável, por dedução dos montantes provenientes dos leilões

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Decreto-Lei n.º256/2012, de 29 de novembro	<p>Procede à alteração do Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro, prorrogando o diferimento excecional dos ajustamentos anuais do montante da compensação referente ao ano de 2011, devida pela cessação antecipada dos CAE, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro. Procede, simultaneamente, ao diferimento parcial dos ajustamentos de anos anteriores aos sobrecustos com a aquisição de energia elétrica ao abrigo dos referidos Contratos de Aquisição de Energia. Também é determinada a dedução nos montantes de proveitos permitidos no sobrecusto com aquisição da PRE a partir de fontes renováveis, das receitas geradas pela venda de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.</p> <p>Neste diploma é também determinado que os comercializadores de último recurso devem, até 31 de dezembro de 2013, continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.</p>	<p>REN Trading – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial</p> <p>EDP D - Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte</p>	Redução de proveitos permitidos.

3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE)

A REN Trading, enquanto Agente Comercial, exerce a função de gestor dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) remanescentes, celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia. Assim, o Agente Comercial, no âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, adquire energia elétrica produzida pelas centrais com CAE e revende-a em regime de mercado. A diferença entre os custos de aquisição desta energia elétrica, definidos nos CAE, e as receitas da sua venda, corresponde ao sobrecusto CAE. Este sobrecusto é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema aplicada pelo operador da rede de transporte.

ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 3-1 apresenta os valores do sobrecusto com os CAE previsto pela ERSE para 2013, do sobrecusto estimado para 2012, bem como do verificado em 2011.

Quadro 3-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2013

Unidade: 10³ EUR

		2011	2012	2013	[(3)-(1)]/(1)	[(3)-(2)]/(2)
		Verificado	Tarifas 2013	Tarifas 2013	%	%
		(1)	(2)	(3)		
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	113 022	116 358	115 317	2,0%	-0,9%
(1b)	Turbogás	114 553	111 541	115 815	1,1%	3,8%
(1)=(1a)+(1b)	Total	227 574	227 899	231 131	1,6%	1,4%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	98 972	135 931	131 363	32,7%	-3,4%
(2b)	Turbogás	295 633	188 862	65 697	-77,8%	-65,2%
(2)=(2a)+(2b)	Total	394 605	324 794	197 060	-50,1%	-39,3%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	-7 876	5 300	25 460	-423,3%	380,4%
(3b)	Turbogás	6 954	-1 590	2 893	-58,4%	-282,0%
(3c)	SWAP	-196	0	-	-	-
(3)=(3a)+(3b)	Total	-1 513	3 710	28 353	-1974,5%	-
Receitas sem serviços de sistema						
(4a)	Tejo Energia	148 655	194 418	220 874	48,6%	13,6%
(4b)	Turbogás	261 436	166 987	67 359	-74,2%	-59,7%
(4)=(4a)+(4b)	Total	410 091	361 406	288 232	-29,7%	-20,2%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(5a)	Tejo Energia	6 035	13 186	9 000	49,1%	-31,7%
(5b)	Turbogás	3 918	7 349	0	-100,0%	-100,0%
(5)=(5a)+(5b)	Total	9 953	20 535	9 000	-9,6%	-56,2%
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	0	1 822	1 629	-	-10,6%
(7b)	Turbogás	0	1 673	1 989	-	18,9%
(7)=(7a)+(7b)	Total	0	3 495	3 618	-	3,5%
Outros Custos						
(8a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(8b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	0	-	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	49 428	51 807	43 895	-11,2%	-15,3%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	151 785	126 150	119 035	-21,6%	-5,6%
(9c)=(3c)	SWAP	-196	0	0	-	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	200 623	177 957	162 929	-18,8%	-8,4%

Os encargos de potência previstos para 2013 são superiores aos estimados para o ano de 2012, o que decorre da evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam estes encargos, designadamente as taxas de juro e a inflação (IPC-h). No que diz respeito aos encargos de energia, a Turbogás deverá apresentar em 2013 uma diminuição muito significativa destes encargos, em cerca de dois terços, como resultado do segundo aditamento ao Acordo de Gestão de Consumo de gás natural e a consequente diminuição das quantidades de gás natural sujeitas à cláusula de *take-or-pay*, para cerca de 25% das quantidades atualmente em vigor. A diminuição dos encargos de energia por parte da central da Tejo

Energia face ao valor estimado para 2012 em 3% reflete uma diminuição prevista na produção de energia elétrica para esta central.

Registe-se igualmente um aumento significativo dos custos com as emissões de CO₂ devido ao fim das alocações gratuitas de licenças de emissão de CO₂.

Em contraponto, prevê-se que as receitas de venda de energia elétrica da central da Tejo Energia cresçam devido ao aumento do preço de energia de elétrica. A diminuição da produção da central da Turbogás não terá um impacte tão importante nas receitas da central, como no encargo de energia, por duas ordens de razão. Por um lado, o preço de energia elétrica nos mercados grossistas deverá aumentar, por outro, a colocação em mercado da produção de energia elétrica da central nos períodos horários com preços mais elevados é mais provável.

Quadro 3-2 - Principais pressupostos do cálculo do sobrecusto previsto para 2013

Preço mercado (preço médio mensal para Portugal)	€/MWh	57,6
Tejo Energia	Quantidades GWh	3 277
	Custo variável EUR/MWh	40,1
Turbogás	Quantidades GWh	940
	Custo variável EUR/MWh	69,9

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do artigo 73.º do Regulamento Tarifário. O Quadro 3-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos 177 969 milhares de euros, referentes aos proveitos permitidos de 2013.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividade desenvolvida pelo Agente Comercial (sobrecusto CAE)

Quadro 3-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

	Unidade 10 ³ EUR	
	Tarifas 2012	Tarifas 2013
Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	166 924	162 929
Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	630 676	456 544
Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	2 790	3 618
Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	466 543	297 232
Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 215	1 064
Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 199	1 049
Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	12	13
Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	30	17
Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	9,0%	9,0%
Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	14 214	-13 317
Adiamento do ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-1		13 317
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	20 293	-13 975
Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	133 631	177 969

4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

A REN, S.A. enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve duas atividades, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica.

Neste ponto, apresentam-se os proveitos permitidos bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para 2013. Identificam-se também as principais decisões de gestão tomadas pela REN com impacto no valor dos proveitos permitidos no ano de 2013.

Começa-se por uma análise de questões que são comuns a todas as atividades reguladas da REN, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada atividade.

INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela REN respeitante aos anos de 2011 a 2013 inclui nomeadamente:

- Balanços de energia elétrica.
- Orçamento de investimentos e caracterização física das obras.
- Auditoria à aplicação do mecanismo de custos de referência para o ano de 2011.
- Informação económica das atividades reguladas, que por sua vez inclui mapas resumo dos investimentos, demonstrações financeiras de resultados regulados, imobilizados líquidos em exploração e os movimentos de imobilizado para os anos 2011 a 2013.

De uma forma geral, a informação enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação. Futuramente deverá ser facultada informação com algum detalhe adicional nomeadamente o reporte dos custos imputados às atividades reguladas por outras empresas do Grupo REN.

4.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

O custo total da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) resulta dos custos diretamente relacionados com a gestão do sistema e com os custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

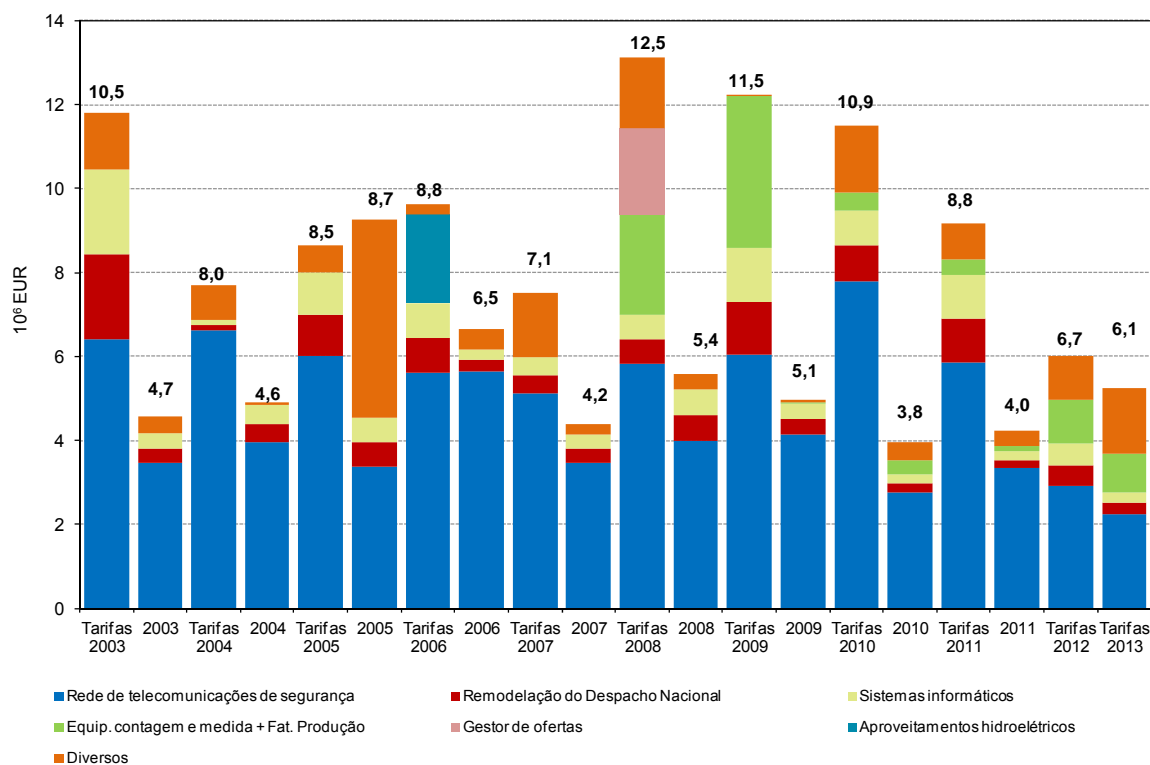
As variações ocorridas no custo unitário da GGS resultam essencialmente dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral imputados a esta tarifa, os quais serão objeto de análise neste ponto.

4.1.1 CUSTOS DIRETAMENTE RELACIONADOS COM A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A atividade de Gestão Global do Sistema é regulada por remuneração dos ativos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos ajustáveis *a posteriori*.

Na Figura 4-1 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2003 e 2011, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2003 a 2013.

Figura 4-1 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2003 e 2013



Da análise da Figura 4-1, verifica-se que nesta atividade o grau de realização do investimento específico só superou o previsto em tarifas no ano de 2005. Realça-se também que, nos anos de 2010 e de 2011 (últimos dois anos com valores reais), verificou-se o menor nível de investimento no período em análise.

Quadro 4-1 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Desvio (Tarifas 2013 - Tarifas 2012)	
			Valor	%
Materiais Diversos	0	0	0	-
Fornecimentos e Serviços Externos	13 688	15 443	1 755	12,8%
Custos com Pessoal	4 931	4 988	57	1,1%
Outros Custos Operacionais ^[1]	2 577	1 375	-1 202	-46,6%
Impostos	370	325	-45	-12,1%
Provisões	0	0	0	-
Custos regulação	21 566	22 131	565	2,6%
Prestação de serviços	161	363	202	125,1%
Outros Proveitos Operacionais	1 704	1 634	-70	-4,1%
Trabalhos Própria Empresa	478	1 222	744	155,6%
Rendas de Prédios	46	24	-21	-46,3%
Proveitos regulação	2 388	3 243	855	35,8%
Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	19 178	18 888	-290	-1,5%

[1] Inclui serviços de sistema (Tunes)

Na análise do Quadro 4-1 verifica-se uma redução acentuada dos outros custos operacionais em 46,6% e dos impostos em 12,1%. Por outro lado os fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal apresentam acréscimos de 12,8% e de 1,1%, respetivamente. Os outros custos operacionais incluem em 2012 e em 2013 o valor dos serviços de sistema de Tunes no montante de 2 500 milhares de euros e de 1 300 milhares de euros, respetivamente.

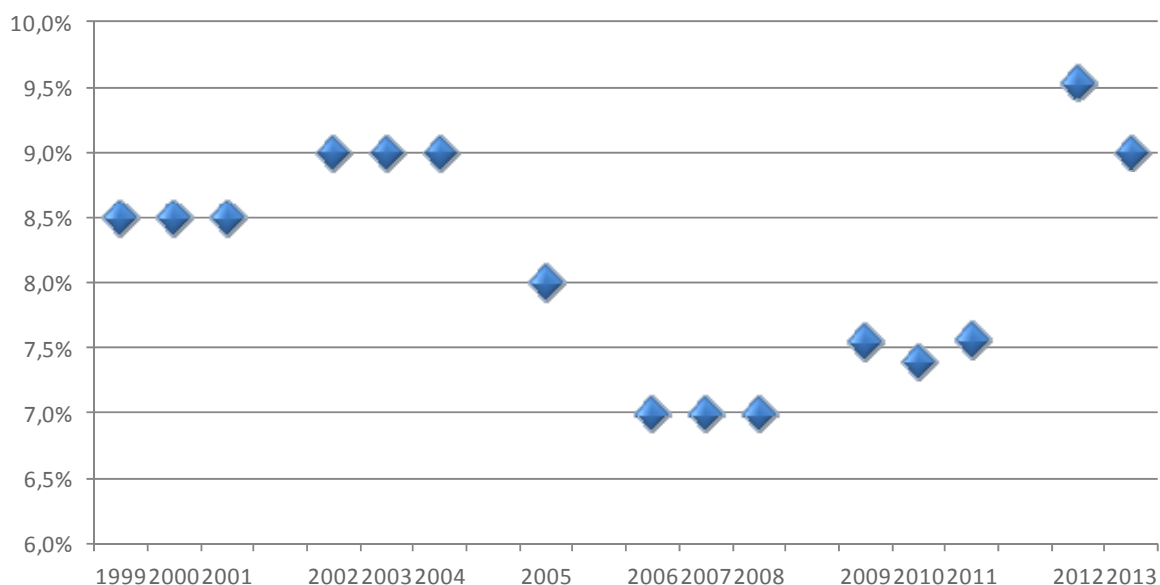
TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ATIVO

A Figura 4-2 apresenta a evolução da taxa de remuneração dos ativos fixos da atividade de Gestão Global do Sistema. No atual período regulatório, a taxa de remuneração resultou das *yield* das obrigações de longo prazo dos 5 principais países da zona Euro cotados AAA⁷, fixada para o período de

⁷ Foram considerados a Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

regulação, acrescida de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante está parcialmente indexado à cotação média diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro ao que diz respeito as tarifas.

Figura 4-2 - Taxa de remuneração dos ativos fixos na atividade de GGS



Os proveitos permitidos de 2013 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de 1 627 milhares de euros⁸.

CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE

Para o ano de 2013 foi considerado um custo previsional de 56 500 milhares de euros, relativo ao serviço de interruptibilidade prestado ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro. No âmbito da Portaria n.º 1309/2010, de 29 de julho, não há qualquer custo a considerar uma vez que este diploma foi revogado pela Portaria n.º 310/2011, de 21 de dezembro.

⁸ Um desvio positivo significa um valor a devolver ao sistema.

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

SOBRECUSTO DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

O Regulamento Tarifário prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental seja suportado por todos os consumidores nacionais através da tarifa de Uso Global do Sistema.

No quadro seguinte mostra-se o valor do sobrecusto com a convergência tarifária em cada uma das Regiões Autónomas.

Quadro 4-2 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	T2012	T2013
Custo RAA											
% da RAA na UGS ⁽¹⁾	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	7,1%	3,4%	7,7%	7,6%
sobrecusto RAA	30 103	40 079	48 187	0	3 442	83 236	47 342	79 103	55 598	112 120	109 829
% sobrecusto na TVCF	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	2,44%	1,07%	1,99%	1,94%
Custo RAM											
% da RAM na UGS ⁽¹⁾	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	6,6%	2,0%	6,3%	6,9%
sobrecusto RAM	24 159	28 402	26 473	0	894	50 576	38 686	74 198	33 082	91 272	99 808
% sobrecusto na TVCF	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	2,29%	0,64%	1,62%	1,77%

O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, determinou que tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 seriam superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas de venda a clientes finais a fixar para o ano de 2007 não incluiriam os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e que estes montantes seriam recuperados através da UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 1 de janeiro de 2008.

O quadro seguinte sintetiza os valores em dívida e o montante da renda a incorporar nos proveitos permitidos da REN, cujo montante terá de ser devolvido em duodécimos às entidades titulares do défice, durante o ano de 2012.

Quadro 4-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referentes a 2006 e 2007

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2012	Juros 2013	Amortização 2013	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013	Saldo em dívida em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	60 343	696	11 793	12 489	48 549
Convergência tarifária de 2006	21 275	245	4 158	4 403	17 117
Convergência tarifária de 2007	39 068	450	7 635	8 086	31 432
EEM (BCP e CGD)	33 622	388	6 571	6 959	27 051
Convergência tarifária de 2006	7 778	90	1 520	1 610	6 258
Convergência tarifária de 2007	25 844	298	5 051	5 349	20 793

VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO T-1

O Quadro 4-4 apresenta o valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas pago durante o ano t-1.

Quadro 4-4 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1

Unidade: 10³ EUR

		2012
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2011 para tarifas 2012	112 120
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2011 para tarifas 2012	91 272
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2011 para tarifas 2012	487 016
4 = 5*6	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2012	463 522
5	quantidades (GWh)	48 686
6	tarifa (€/kWh)	0,00952
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2012	1,185%
8	Spread no ano t-1	1,500%
9 = $\frac{((1+2)/3)^4 - 1 - 2^{*(1+(7+8))}}$	Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	-10 075

O valor previsto de tarifa (€/kWh) resulta da média ponderada da tarifa publicada pela Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro, onde foram aprovadas as Tarifas e preços para a energia elétrica para 2012.

PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS

A Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 481/2007, de 19 de abril, deixando a taxa de estar indexada à taxa de variação

dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de setembro do ano anterior ao da amortização legal dos terrenos em causa e passou a ser calculada com base na taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de janeiro, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual. A referida Portaria produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2011. De referir que o cálculo do horizonte de amortização legal dos terrenos, teve como base a média ponderada, da vida útil restante dos diversos investimentos que ocorreram em cada aproveitamento hidroelétrico cuja central hidroelétrica se encontra em exploração. Em tarifas de 2013 o valor será de 21,4 milhões de euros.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA DO CONSUMO

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) tem um orçamento de 11,5 milhões de euros para 2013.

CUSTOS COM A CONCESSIONÁRIA DA ZONA PILOTO

A Enondas – Energia das Ondas, S.A., foi constituída para a exploração das águas territoriais Portuguesas em Zona Piloto destinada à produção de energia das ondas, nos termos do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro.

De acordo com o n.º 2 da cláusula 17.^a do contrato de concessão aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de Junho, é reconhecida à Enondas o direito a:

- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, através dos custos de uso global do sistema elétrico nacional, dos custos com capital designadamente:
 - Remuneração do ativo afeto não financiado por subsídios, durante o período de amortização do mesmo, líquido de amortizações e subsídios, de acordo com uma taxa equivalente à taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos aplicada ao custo de capital para novos investimentos afetos à atividade de transporte de energia elétrica, nos termos estabelecidos no regulamento tarifário, publicado pela ERSE;
 - As amortizações anuais do ativo bruto afeto à Concessão;
- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, dos custos de manutenção das infraestruturas comuns da Zona Piloto, dos custos decorrentes de seguros de responsabilidade civil ou de outros seguros para cobertura dos riscos afetos a estas infraestruturas e das taxas devidas pela exploração da Zona Piloto.

O n.º 3 da cláusula 17.^a do contrato de concessão estabelece que todos os demais custos são suportados pela Concessionária e cobertos através das receitas da Concessão.

Assim, os custos constantes da informação reportada pela Enondas no processo de determinação das tarifas de 2012 tiveram o seguinte tratamento:

- Investimentos transferidos para a exploração em 2012 – 1 750 milhares de euros;
- Investimentos em curso no final de 2012 – 144 milhares de euros⁹;
- Taxa média de amortização dos ativos em exploração de 2,4%.

O Quadro 4-5 apresenta o cálculo dos proveitos a Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 4-5 – Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2012	Tarifas 2013
A Custos com capital	11	126
Amortização dos ativos líquidos de participações	5	43
Valor médio dos ativos fixos afectos à Zona Piloto líquidos de participações	75	871
taxa de remuneração do ativo fixo afecto à Zona Piloto	7,56%	9,55%
B Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17. ^a do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	0
C Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22. ^a do Contrato de Concessão, no ano t-2	0	
D Custos com a concessionária da Zona Piloto (A + B - C)	11	126

CUSTOS COM O MECANISMO DE GARANTIA DE POTÊNCIA

A Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, que estabeleceu o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar, foi revogada pela Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, que produziu efeitos a partir de 1 de junho de 2012.

Em substituição do regime cessado e com efeitos na mesma data, surgiu um novo regime de atribuição de incentivos à garantia de potência, enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Este diploma prevê as modalidades de incentivo à disponibilidade, que visa promover a maximização da

⁹ Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

disponibilidade dos centros electroprodutores térmicos, e de incentivo ao investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas.

O novo regime introduz disposições de exclusão dos centros electroprodutores do âmbito de atribuição destes incentivos, nomeadamente, se a potência instalada for igual ou inferior a 30MW, se os produtores forem abrangidos por um CAE ou beneficiarem dos CMEC, ou caso recebam ou tenham recebido qualquer tipo de compensação para assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de energia elétrica. É também de notar que, face ao regime anterior, os valores unitários atribuídos no incentivo ao investimento são diferenciados por centro electroprodutor hídrico e são inferiores ao valor do anterior regime (20 000 €/MW/ano) exceto nos aproveitamentos de Baixo Sabor e Ribeiradio. No que diz respeito ao período de atribuição dos incentivos, no caso dos centros hídricos mantém-se o período de 10 anos, após o início de exploração, enquanto para os centros electroprodutores térmicos a atribuição do incentivo à disponibilidade vigora até à cessação da licença de exploração, estando contudo suspensa a sua atribuição durante a vigência do Programa de Assistência Financeira.

Com este novo enquadramento legal, os custos previsionais com garantia de potência incluídos nos proveitos permitidos para 2013 foram de 2 640 milhares de euros, correspondentes ao incentivo ao investimento do aproveitamento hidroelétrico Alqueva II, ao qual nenhuma das disposições de exclusão é aplicável. Dado o impacto significativo das alterações legislativas acima mencionadas nos montantes a pagar aos centros electroprodutores durante o ano de 2012, a ERSE efetuou um ajustamento dos custos com este mecanismo considerados na fixação das tarifas desse ano, a repercutir nos proveitos permitidos de 2013, no valor de cerca de 38 milhões de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2013

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Gestão Global do Sistema é dado pela expressão estabelecida no Artigo 74.º do Regulamento Tarifário.

Seguidamente, apresentam-se no Quadro 4-6 os proveitos permitidos para 2013 na atividade de Gestão Global do Sistema.

Quadro 4-6 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade 10 ⁹ EUR	
		Tarifas 2012	Tarifas 2013
A	Custos de gestão do sistema	48 238	115 289
CE _{GS,t}	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	19 178	18 888
CC _{GS,t}	Custo com capital	11 926	8 736
Am _{GS,t} ^{GS}	Amortizações dos ativos fixos	7 339	6 466
Act _{GS,t} ^{GS}	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	50 967	43 298
r _{GS,t}	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,00	9,00
	Ajustamento t-1 CAPEX		1 627
ltrTggs,t	Custos com interruptibilidade, no ano t	72 033	56 500
	Custos com interruptibilidade, no ano t-1 (com juros)	3 000	0
ΔR ^T _{GS,t-2}	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	57 898	-31 164
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	378 351	431 709
RAA _{Pol,t}	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	112 120	109 829
RAA _{0007, Pol,t}	Défice tarifários 2006 e 2007	12 820	12 489
	Convergência tarifária do ano t	99 300	97 340
RAM _{Pol,t}	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	91 272	99 808
RAM _{0007, Pol,t}	Défice tarifários 2006 e 2007	7 143	6 959
	Convergência tarifária do ano t	84 129	92 849
ΔRA ^A _{POL,t-1}	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	-3 129	-10 075
R ^{AC} _{CVEE,t}	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	133 631	177 969
TER _{Pol,t} = TER _{RDPH,t} + TER _{RZPH,t}	Parcela associada aos terrenos hídricos	23 525	21 414
TER _{RDPH,t} = Am _{TerDPH, Pol,t} + Act ^{TerDPH} _{Pol,t} × r ^{TerDPH} _{Pol,t} / 100	Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico	22 839	20 730
r ^{TerDPH} _{Pol,t}	Taxa Sw ap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal verificada no primeiro dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida de spread de 50 basis points	3,2	2,7
Am ^{TerDPH} _{Pol,t}	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 923	12 830
Act ^{TerDPH} _{Pol,t}	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	306 191	293 314
TER _{RZPH,t}	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	686	684
REG _{GS,t}	Custos com a ERSE	5 112	5 113
AdC _{Pol,t}	Transferência para a Autoridade da Concorrência	407	406
CGPPDA _{Pol,t}	Custos de gestão do PPDA	0	0
OC _{Pol,t}	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMP e OMI Clear	232	0
EC _{Pol,t}	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	11 500	11 500
EOPol,t	Custos com a concessionária da Zona Piloto	11	126
ΔR ^T _{Pol,t-2}	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos	2 588	4 531
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	60 426	2 640
D	Custos com o mecanismo de garantia de potência T2012		-38 463
E	= A + B + C + D	487 016	511 175
F	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	133 631	177 969
G	= E - F	353 384	333 206

4.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos da atividade de Transporte de Energia Eléctrica decorrem, essencialmente, da remuneração dos ativos em exploração que compõem a rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), bem como do valor das amortizações a eles associados.

4.2.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

No Quadro 4-7 apresentam-se os custos operacionais de exploração e os custos incrementais por km de rede e por n.º de painéis, incluídos nos proveitos permitidos de 2013, bem como os valores constantes de tarifas de 2012 e estimativa para 2012.

Quadro 4-7 - Custo operacional de exploração e custos incrementais da atividade de TEE

	T2012	2012 em 2012	T2013
Custos operacionais (10 ³ EUR)	41 943	41 943	41 098
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre)	1,17%	1,17%	0,22%
Fator de eficiência (%)			
Custos incrementais por km de rede (€/km)	426	426	412
Fator de eficiência km de rede (%)	3,5%	3,5%	3,5%
Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	422	401	272
Custos incrementais por por painel de subestação (€/painel)	5 422	5 422	5 244
Fator de eficiência por painel de subestação (%)	3,5%	3,5%	3,5%
Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)	109	70	65

O valor apresentado para Tarifas 2013 resulta da base de custos operacionais definida para o ano de 2013, e dos custos unitários por quilómetro de rede e por painel de subestação, definidos para 2013. Os custos incrementais evoluem em função da variação média dos quilómetros de rede e dos painéis das subestações, com base nos valores estimados de 2012.

4.2.2 VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

O mecanismo de valorização dos novos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência, foi publicado pelo Despacho n.º 14 430/2010, de 7 de setembro, o qual estabelece as condições técnicas e financeiras que os investimentos transferidos para exploração após 1 de Janeiro de 2009 devem cumprir, para que sejam considerados eficientes e conseqüentemente lhes seja atribuída uma taxa de remuneração com prémio. Sucintamente, as principais condições acima referidas são:

1. As tipologias de investimento serem tipificáveis de acordo com as tipologias base e variantes definidas pelo despacho.
2. Nos investimentos em subestações que entraram em exploração antes de 2006, o custo de referência é superior ao custo previsional.
3. O rácio entre o custo de referência e o custo previsional deve situar-se entre $1-\alpha$ e $1+\alpha$, sendo α um parâmetro definido por período de regulação. Neste caso, a base do ativo considerada para efeitos de remuneração do capital é a média entre o custo de referência e o custo real.
4. Caso a restrição do ponto anterior não seja cumprida por se ultrapassar o limite superior da banda, mantém-se a atribuição de prémio na remuneração, mas o ativo é valorizado pelo custo real acrescido de $\alpha/2$ pontos percentuais.

Para o período de regulação 2012-2014, o parâmetro α é de 10% e o fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

Para os investimentos cuja transferência para exploração está prevista para 2013, o custo previsional dos investimentos indicado pela empresa é igual ao custo de referência, originando a sua remuneração à taxa com prémio, com o valor do ativo igual ao custo de referência. Assim, para 2013 considera-se a totalidade do investimento a transferir para exploração nesse ano, com a valorização a custos de referência determinada pela ERSE, baseada nos dados técnicos dos investimentos disponibilizados pela REN e nos processos de atualização de custos previstos no mecanismo, mas excluindo as restrições dependentes do custo previsional de realização dos investimentos. No ano de 2012 a situação é idêntica, com exceção de algumas obras cuja entrada em exploração ocorreu no início do ano, e em que a empresa dispõe de uma estimativa de custo ou do custo real das obras.

Na formação dos custos totais de referência, este mecanismo prevê a aplicação de uma taxa de encargos de estrutura e de gestão e de uma taxa de encargos financeiros sobre os custos diretos externos, sendo a última dependente da tipologia do investimento e ambas sujeitas a um mecanismo de atualização anual.

Durante o ano de 2012 a ERSE tomou algumas decisões relativas a detalhes da aplicação deste mecanismo, as quais foram oportunamente comunicadas à REN, por terem impacto no valor da base de ativos de 2012 e 2013 a remunerar à taxa com prémio.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos valores a custos totais de referência do investimento em subestações e linhas (incluindo remodelações) a transferir para exploração em 2013, cuja remuneração do capital incluída nos proveitos permitidos em 2013 foi calculada à taxa com prémio.

Quadro 4-8 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2012 e 2013

Unidade: 10³ EUR

	2012	2013
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	202 767	152 064
Subestações	64 820	108 686
Linhas	137 946	43 377

Nota: Valores a custos totais.

4.2.3 INCENTIVO À MANUTENÇÃO EM EXPLORAÇÃO DE EQUIPAMENTO EM FIM DE VIDA ÚTIL

A vida útil atribuída a linhas e transformadores é de 30 anos, o modo de valorização dos investimentos de substituição considerado foi o seguinte:

- Linhas – Valor do ativo bruto, que se encontra a preços de 1992;
- Transformadores¹⁰ – Aplicação dos custos de referência, a preços de 2009, incluindo a máquina de potência e os painéis de subestação para ligação do primário e do secundário.

O valor deste incentivo incluído nos proveitos permitidos de 2013 ascende a 8 396 milhares de euros. Nota-se que este valor foi determinado tendo em conta as listas do imobilizado relativo a linhas em fim de vida útil e o cadastro de transformadores da RNT, atualizado com a informação disponível à presente data.

Porém, para 2012 e para 2013 deverão ser efetuadas auditorias que permitam aferir a continuidade em exploração das linhas e dos transformadores abrangidos por este incentivo.

Os parâmetros em vigor para 2013 são os seguintes:

$$\alpha_{2013}=50\%, r_{\text{Ime, URT, 2013}}=10,50\%$$

O Quadro 4-9 sintetiza os valores utilizados neste cálculo do incentivo.

¹⁰ Esta metodologia de valorização dos investimentos de substituição dos transformadores foi usada por não existir um cadastro contabilístico individualizado.

Quadro 4-9 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil

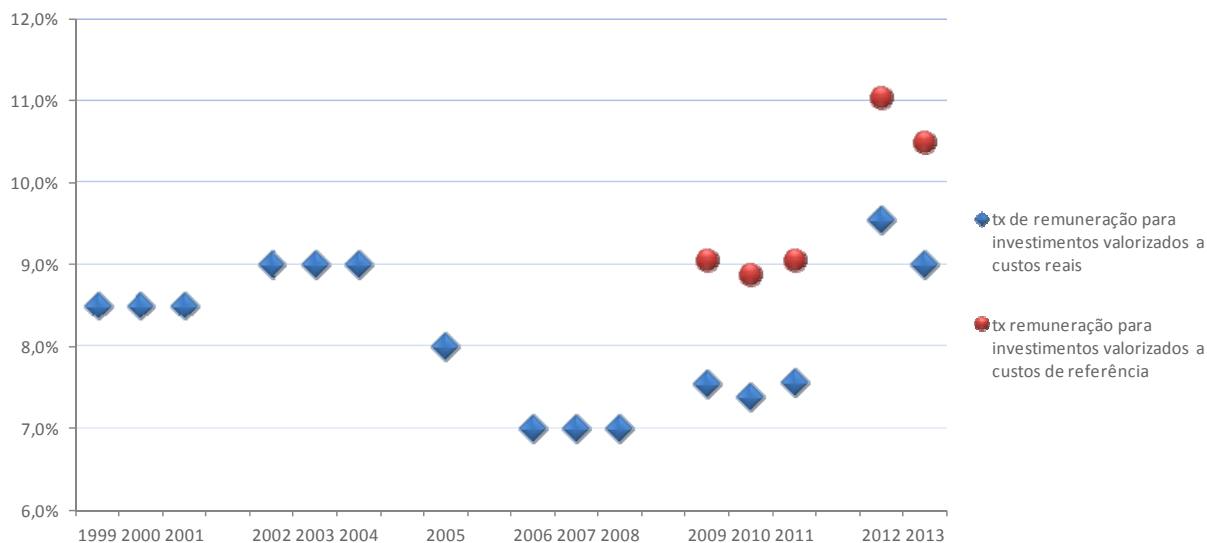
Unidade: 10·EUR

		T2012	T2013
(1)	Taxa de remuneração	10,50%	10,50%
(2)	Incentivo	50,0%	50,0%
Linhas			
(3)	Custo de investimento aceite para efeitos de regulação	285 689	313 535
(4)	N.º de anos de vida útil	30	30
(5) = (3) / (4)	Amortização do exercício	9 523	10 451
(6) = (5) * 0,5 * (1)	remuneração do ativo em fim de vida útil	500	549
(7) = (5) + (6)	total	10 023	11 000
(8) = (7) * (2)	valor do incentivo	5 011	5 500
Transformadores			
(9)	Custo de investimento aceite para efeitos de regulação	155 927	165 082
(10)	N.º de anos de vida útil	30	30
(11) = (9) / (10)	Amortização do exercício	5 198	5 503
(12) = (11) * 0,5 * (1)	remuneração do ativo em fim de vida útil	273	289
(13) = (11) + (12)	total	5 470	5 792
(14) = (13) * (2)	valor do incentivo	2 735	2 896
(15) = (8) + (14)	Total do incentivo	7 747	8 396

4.2.4 TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ATIVO

Para 2013, aos investimentos valorizados com base em custos reais, a taxa de remuneração do ativo é de 9,0%. Para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009, valorizados a preços de referência, aplica-se a taxa mencionada anteriormente, acrescida de 150 pontos base. Para 2013 a taxa de remuneração do ativo a custos de referência é de 10,5%.

Figura 4-3 - Taxa de remuneração do ativo da atividade TEE



Os proveitos permitidos de 2013 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2012. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 da atividade de TEE é de 2 953 milhares de euros¹¹ (-13 420 milhares de euros de custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais + 16 373 milhares de euros de custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência).

4.2.5 CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 4-11 os custos aceites pela ERSE de natureza ambiental ascendem a 4 620 milhares de euros.

Neste âmbito, estão considerados os custos com limpezas de florestas, decorrentes do Decreto-Lei nº 124/2006, de 28 de junho. Este, no seu Artigo 15.º - Redes secundárias de faixas de gestão de combustível – estabelece que “*nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios (PMDCI) é obrigatório que a entidade responsável...c) Pelas linhas de transporte e distribuição de energia eléctrica em muito alta tensão e em alta tensão providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projecção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 m para cada um dos lados; d) Pelas linhas de*

¹¹ Um desvio positivo significa um valor a devolver ao sistema.

transporte e distribuição de energia eléctrica em média tensão providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projecção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 7m para cada um dos lados. ...”. Os troços das faixas das linhas identificados nesses planos passam, assim, a integrar a Rede Secundária de Gestão de Combustível prevista naquele Decreto-Lei. Esta atividade não substitui a tradicional atividade de controlo da vegetação, indispensável como atividade de manutenção, de modo a garantir a segurança de exploração da linha.

De acordo com estimativas da REN, os custos com limpezas de florestas podem atingir para 2012 cerca de 4 200 milhares de euros, tal como se pode verificar no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	3 691	651	4 200	4 200

Unidade: 10³ EUR

Incluem-se ainda nesta rubrica 420 milhares de euros referentes a obrigações legais de desvios de linhas.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2013

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. Para os proveitos permitidos previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-11.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT

Quadro 4-11 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2012	Tarifas 2013
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	42 711	41 551
1	Componente de custos de exploração	41 943	41 098
2	Custo incremental associado à extensão de rede	426	412
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	422	272
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 422	5 244
5	Variação do número de painéis de subestações	109	65
B	Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários		0
C	Custos com capital [(7) + (8)]	304 153	302 183
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c) - (d)]	171 103	183 144
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	71 116	70 819
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 110 967	1 098 944
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	9,00	9,00
d	Ajustamento t-1 CAPEX		-13 420
8	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(e) + (f) x (g) - (h)]	133 051	119 039
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	38 049	37 759
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	904 775	930 031
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	10,50	10,50
h	Ajustamento t-1 CAPEX		16 373
D	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1 + 0,5 x (11) + (12)]	7 747	8 396
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	50,0%	50,0%
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	14 721	15 954
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	10,50%	10,50%
E	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	1 800	5 000
F	Custos de natureza ambiental	4 351	4 620
G	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	60	6
H	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	32 332	-14 435
I	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F + G - H]	328 490	376 191

5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

A regulação das atividades da EDP Distribuição tem sofrido alterações desde 1999, ano em que se iniciou a regulação do sector elétrico. Estas alterações prendem-se, fundamentalmente, com a alteração das formas de regulação e das atividades reguladas, associadas à evolução na organização do próprio sector.

Destas alterações destaca-se a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e a extinção da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, tendo sido criada a partir de julho de 2007 a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do agente comercial, com o objetivo de adquirir a energia produzida pelos CAE remanescentes, Central da Tapada do Outeiro (Turbogás) e Central do Pego (Tejo Energia), cuja gestão foi transferida para a REN – Trading, S.A.

Consequentemente foi criado um mecanismo de compensação aos produtores pela cessação antecipada dos CAE designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a autonomização do Comercializador de Último Recurso (CUR), criando-se para o efeito a EDP Serviço Universal absorvendo atividades até então assumidas pela EDP Distribuição.

Atualmente as atividades reguladas da EDP Distribuição são a atividade de Distribuição de Energia Elétrica e a atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte.

A sua forma de regulação é a seguinte:

- Distribuição de Energia Elétrica – regulação por *price-cap* acrescido dos incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço (aceites *a posteriori* aquando do ajustamento de t-2) e à promoção de desempenho ambiental (aceites *a priori* e ajustado ao fim de dois anos).
- Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte – atividade de *pass-through*

A atividade de distribuição foi a única onde se aplicou uma regulação por incentivos até à data e por conseguinte é a atividade onde mais melhorias foram propostas na preparação do período de regulação 2012 a 2014. Essas melhorias traduzem-se numa alteração da forma de regulação, como se explica no ponto 5.2.

INFORMAÇÃO ENVIADA

A partir de 2010 as demonstrações financeiras da EDP Distribuição passam a ser preparadas de acordo com as *International Financial Reporting Standards* (IFRS) o que resultou em alguns ajustamentos aos montantes considerados nas demonstrações financeiras de 2009, preparadas em conformidade com o Plano Oficial de Contabilidade (POC).

Estas alterações provocaram igualmente impactes ao nível da base de ativos e da base de custos consideradas para efeitos de regulação. De forma, a identificar os ajustamentos às contas reguladas que garantam a neutralidade financeira da transição de POC para IFRS, a EDP Distribuição apresentou um relatório informativo devidamente validado pelos auditores no qual são conhecidos os impactes da transição ao longo do período em que os efeitos se farão sentir.

Apesar destas alterações, a informação enviada pela EDP Distribuição respeitante aos anos de 2011 a 2013 está de acordo com as necessidades da regulação incluindo, entre outras informações, a base de custos e a base de ativos, bem como a justificação da sua evolução e o balanço de energia elétrica.

5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

A atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à prestação destes serviços aos clientes.

Esta atividade recupera ainda os seguintes custos, de forma a serem pagos por todos os consumidores de energia elétrica:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável, imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Amortização e juros de custos diferidos de anos anteriores:
 - Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006;
 - Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007;
 - Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto).
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária.
- Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT), BTE e BTN.
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Tarifa Social.

5.1.1 DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A revisão regulamentar ocorrida em maio de 2011, veio estabelecer novas regras para o cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial. Esta situação resulta da necessidade de maior racionalidade económica no aprovisionamento do CUR, o que numa primeira fase, implica a separação da informação relacionada, por um lado, com a aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR, e por outro lado, com a aquisição da energia elétrica aos Produtores em Regime Especial (PRE) e a sua colocação em mercado sempre que tal se justifique.

É de salientar que o volume de aquisição de energia elétrica à PRE tornou-se de tal modo importante que, em certos momentos, torna residual a necessidade de aquisição para aprovisionamento quando a gestão destas duas funções é efetuada conjuntamente. Esta situação provoca uma grande volatilidade na gestão das quantidades a curto prazo, que impossibilita a implementação de qualquer estratégia de aquisição de energia elétrica ajustada ao horizonte temporal de definição das tarifas.

A criação da função de Compra e Venda da PRE permite a agregação da produção em regime especial e, conseqüentemente, a sua colocação no mercado a prazo.

O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial incorporado nos proveitos de 2013, inclui o sobrecusto do próprio ano e também os ajustamentos referentes a 2011 e a 2012. A nova metodologia de cálculo inclui, ainda, uma parcela para os custos de funcionamento e outra para os outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos de tarifa de acesso à rede de Transporte.

O Quadro 5-1 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do mesmo.

Quadro 5-1 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2012	Tarifas 2013
A	Diferencial de custo com a aquisição da PRE, enquadrados no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)]	139 916	84 200
1	Compras	1 233 501	1 303 189
2	Vendas	738 693	693 341
3	Outros custos	5 387	5 191
4	Custos de funcionamento	3 197	5 470
5	Ajustamento t-1	-22 953	-144 260
6	Ajustamento t-2	-88 658	-24 773
7	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-475 087	-483 241
8	Medidas mitigadoras		222 100
B	Diferencial de custo com a aquisição da PRE, não enquadrados no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio [(9)-(10)+(11)+(12)-(13)-(14)+(15)+(16)]	215 619	277 157
9	Compras	806 305	827 034
10	Vendas	385 921	363 247
11	Outros custos	2 795	2 682
12	Custos de funcionamento	3 197	5 470
13	Ajustamento t-1	-85 081	-120 550
14	Ajustamento t-2	-86 697	-38 516
15	Reposição gradual no âmbito da reclassificação do sobrecusto da Cogeração	81 383	113 678
16	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-463 918	-467 525
A+B	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE	355 534	361 357

REPOSIÇÃO GRADUAL DO MONTANTE DIFERIDO NO ÂMBITO DA RECLASSIFICAÇÃO DO SOBRECUSTO DA COGERAÇÃO

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, veio estabelecer um conjunto de princípios para distribuir pelos consumidores o diferencial de custo entre a produção em regime especial (PRE) e a produção em regime ordinário.

Este diploma aplica-se somente à PRE licenciada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, com as alterações introduzidas pelos Decretos-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro, n.º 168/99, de 18 de maio, n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro, e n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro. O diploma não faz qualquer referência à restante produção em regime especial.

Desta forma, as cogerações (ainda que possam utilizar combustível renovável ou resíduos) e a microprodução, não estão enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio.

A ERSE em tarifas de 2009 e de 2010 considerou dentro da “PRE^{FER}” (PRE enquadrada no Decreto-Lei n.º 90/2006), a Cogeração^{FER} produzida através de fontes renováveis. A sua reclassificação teve impactes em tarifas de 2011 no cálculo dos ajustamentos reais de 2009 e provisórios de 2010. Dado o elevado valor desta transferência, e de forma a que o impacte não fosse repercutido todo num só ano, optou-se por diferir parte do valor total por 3 anos acrescido dos respetivos juros.

Os créditos relativos às anuidades dos anos de 2012 e 2013, no total de 184 876 milhares de euros, acrescidas de juros, calculados de acordo com o Despacho n.º 19 113/2010, de 27 de dezembro que aprova as tarifas em 2011, no montante de 8 579 milhares de euros, foram cedidos ao Banco Comercial Português, SA em 21 de setembro de 2011.

De salientar que a diferença entre o valor de juros calculado provisoriamente, incluídos no montante total cedido, aquando do cálculo de tarifas para 2011 e o valor obtido no cálculo de tarifas para 2012, por aplicação da taxa final, é recuperada pelo operador da rede de distribuição e transferida para a EDP SU. De referir que as tarifas de 2013 serão o último ano de recuperação do diferimento.

O quadro seguinte apresenta o montante cedido e os efeitos totais em tarifas.

Quadro 5-2 - Impacte da Reposição gradual no âmbito da reclassificação do sobrecusto da Cogeração

Unidade: 10³ EUR

	PRE ¹	PRE ²			Total
	T2011	T2011	T2012	T2013	
Valor de T2009 e T2010	-126 439				
Anuidade(1) (A)		36 975	73 951	110 926	221 852
Valor diferido		184 876			
Juros diferimento (B)		4 071	6 137	2 442	12 651
Valor total cessão (C)=(A)+(B)			80 088	113 368	234 502
Acerto taxa juros definitiva(2) (D)			1 295	310	1 605
Efeito total (E)=(C)+(D)		41 046	81 383	113 678	236 107

Notas: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
PRE² - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

ALISAMENTO QUINQUENAL – ART.º 73.º - A

Em 2011 através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73.º-A, foi alterada a repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

Segundo o n.º 2 do artigo 73.º-A, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, o mecanismo previsto no n.º 1 do artigo 73.º - A, em que os sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
da rede nacional de distribuição

especial, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período quinquenal, para efeitos de cálculo das tarifas para 2012, pode ser utilizado pela ERSE, para os anos subsequentes a 2012, tendo em conta necessidade de estabilidade tarifária.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro correspondente à taxa de remuneração cuja metodologia é definida no âmbito do n.º 4 do Artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

O quadro seguinte apresenta o impacte do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2013 e respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 5-3 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2013

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					Total
	T2013	T2014	T2015	T2016	T2017	
PRE¹						
anuidade	163 140	186 809	186 809	186 809	186 809	910 375
Amortização capital	140 297	148 698	157 427	166 668	176 451	789 541
juros	22 843	38 111	29 382	20 141	10 358	120 834
valor a abater aos pp	626 402	439 593	252 784	65 975	0	
Alisamento quinquenal	-626 402	186 809	186 809	186 809	186 809	910 375
PRE²						
anuidade	23 684	179 999	179 999	179 999	179 999	743 679
Amortização capital	5 429	143 277	151 688	160 592	170 019	631 004
juros	18 256	36 721	28 311	19 407	9 980	112 675
valor a abater aos pp	607 319	427 321	247 322	67 324	0	
Alisamento quinquenal	-607 319	179 999	179 999	179 999	179 999	743 679

Notas: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
PRE² - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente apresenta-se o quadro com o impacte do valor diferido de proveitos permitidos de 2012 e 2013 e respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 5-4 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2012 e 2013

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE						Total
	2012 em 2012	T2013	T2014	T2015	T2016	T2017	
PRE¹							
anuidade	132 837	306 300	329 969	329 969	329 969	186 809	1 615 853
Amortização capital	113 967	252 334	267 816	284 073	301 318	176 451	1 395 960
juros	18 869	53 966	62 153	45 896	28 651	10 358	219 892
valor a abater aos pp	473 582	956 824	626 855	296 886	65 975	0	
Alisamento quinquenal	-473 582	-483 241	329 969	329 969	329 969	186 809	1 615 853
PRE²							
anuidade	129 714	163 479	319 793	319 793	319 793	179 999	1 432 571
Amortização capital	111 288	114 832	259 595	275 357	292 077	170 019	1 223 166
juros	18 426	48 647	60 198	44 437	27 717	9 980	209 404
valor a abater aos pp	462 449	929 974	610 181	290 387	67 324	0	
Alisamento quinquenal	-462 449	-467 525	319 793	319 793	319 793	179 999	1 432 571

Nota: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
PRE² - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

MEDIDAS MITIGADORAS

Para os proveitos permitidos de 2013, foram consideradas medidas mitigadoras, enquadradas legislativamente através do Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro e do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, nomeadamente a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa.

MECANISMO DE COLOCAÇÃO A PRAZO DA ENERGIA ADQUIRIDA À PRE

A revisão regulamentar de 2011 para o sector elétrico veio consagrar a separação de funções na atividade de aquisição de energia por parte do CUR (compra e venda de energia para abastecimento da carteira de clientes e compra e venda da energia de PRE) e introduziu a possibilidade de se desenvolverem mecanismos regulados de colocação, além da sua colocação no referencial de mercado à vista, de energia adquirida à PRE por aquela entidade.

A separação de funções permite, desde logo, uma transparência acrescida na negociação de energia por parte do CUR e uma mais adequada valorização dos dois agregados aos respetivos perfis de operação e consumo. Paralelamente, a separação de funções permite a especificação de outras componentes de custo, designadamente, os que decorrem de desvios tanto da produção em regime especial como da programação das compras para abastecimento da carteira de clientes do CUR.

Em 2012 implementou-se pela primeira vez o mecanismo regulado de colocação a prazo de energia adquirida pelo CUR aos PRE. Este mecanismo assegura a minimização dos riscos de desvios de

colocação e permite a diversificação em preço da venda da energia de PRE, assegurando uma mitigação da exposição à volatilidade de preço no mercado à vista.

A par das contribuições para minimizar riscos de volatilidade de preço e de acréscimo de transparência na afetação dos custos, o mecanismo regulatório de colocação a prazo da PRE constitui uma forma de acesso a energia por parte dos comercializadores em regime de mercado, o que, necessariamente, se traduz em condições acrescidas de afirmação de um ambiente concorrencial no fornecimento de energia elétrica.

Em 2013 mantém-se o mecanismo implementado em 2012, decorrente da revisão regulamentar ocorrida e da separação de funções.

5.1.2 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 5-5 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2013, que de seguida são descritos:

- Os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. O saldo em dívida em 2013, referente a estes défices, é de 76,9 milhões de euros. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD;
- Os créditos relativos à reclassificação da Cogeração^{FER} calculados de acordo com o Despacho n.º 19 113/2010. Em 2013 não existe saldo em dívida. Os créditos relativos à reclassificação foram cedidos ao Banco Comercial Português, SA em 21 de setembro de 2011;
- O diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2012. O saldo em dívida em 2013, referente a este diferimento 751,9 milhões de euros;
- O diferimento, num montante de 1 274,8 milhões de euros, resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2013;
- O défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a ser recuperado num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010. O saldo em dívida em 2013, referente a estes défices, é de 1 334,7

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
da rede nacional de distribuição

milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e no dia 3 de dezembro de 2009 respetivamente;

- O diferimento da parcela de acerto de 2010, dos CMEC, enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 109/2011, num montante de 141,4 milhões de euros acrescidos de juros, em 2013 foi totalmente recuperado;
- Os diferimentos da parcela de acerto de 2011, dos CMEC, num montante de 149,8 milhões de euros, e do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE, num montante de 13,3 milhões de euros, ambos decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro.

Quadro 5-5 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2012	Juros 2013	Amortização 2013	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013	Saldo em dívida em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	60 343	696	11 793	12 489	48 549
Convergência tarifária de 2006	21 275	245	4 158	4 403	17 117
Convergência tarifária de 2007	39 068	450	7 635	8 086	31 432
EEM (BCP e CGD)	33 622	388	6 571	6 959	27 051
Convergência tarifária de 2006	7 778	90	1 520	1 610	6 258
Convergência tarifária de 2007	25 844	298	5 051	5 349	20 793
EDP Serviço Universal	2 618 155	102 177	454 697	556 875	3 438 277
BCP e CGD	95 551	1 102	18 675	19 776	76 876
Défice de BT de 2006	69 263	799	13 537	14 335	55 726
Continente	66 561	767	13 009	13 776	53 552
Regiões Autónomas	2 701	31	528	559	2 173
Défice de BTn de 2007	26 288	303	5 138	5 441	21 150
Continente	25 262	291	4 937	5 228	20 325
Regiões Autónomas	1 027	12	201	212	826
BCP	110 926	2 752	110 926	113 678	0
Reposição gradual de efeito da reclassificação da Cogeração FER	110 926	2 752	110 926	113 678	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	973 326	61 514	221 441	282 955	751 886
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013 ⁽¹⁾	0	0	0	0	1 274 819
Tagus, SA	1 438 352	37 440	103 656	141 097	1 334 696
Desvíos de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 064 840	27 718	76 739	104 457	988 101
Sobrecusto da PRE 2009	373 512	9 723	26 918	36 640	346 595
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-631	0	-631	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-631	0	-631	0
EDP Distribuição	141 480	5 670	141 480	147 150	149 825
Parcela de acerto de 2010 (BCP)	141 480	5 670	141 480	147 150	0
Parcela de acerto de 2011	0	0	0	0	149 825
REN Trading	0	0	0	0	13 317
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	0	0	0	0	13 317
Total	2 853 599	108 931	614 542	723 473	3 677 019

(1) O valor total do SPRE previsto para 2013 é 1571,4 milhões de euros. Em 2013 serão amortizados 296,6 milhões relativos a este montante.

5.1.3 CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado a devolução do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR, relativos a 2011 e estimados para 2012, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. Estes custos, no montante de 62 935 milhares de euros, serão discriminados na atividade de compra e venda de energia elétrica do comercializador de último recurso.

5.1.4 DIFERENCIAL POSITIVO OU NEGATIVO NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DEVIDO À EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS COM CONSUMOS OU FORNECIMENTOS EM NT (MAT, AT, MT), BTE E BTN

De acordo com o Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE são extintas a partir de 1 de janeiro de 2011, ficando a respetiva venda submetida ao regime de preços livres.

A 29 de novembro foi publicado o Decreto-Lei n.º 256/2012, que estabelece que os comercializadores de último recurso, devem até 31 de dezembro de 2013, continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.

De acordo com o Decreto-Lei n.º75/2012, de 26 de março as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em BTN são extintas:

- A partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA;
- A partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

O processo de extinção de tarifas tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes com os consumos mencionados.

Sobre os consumos em MAT, AT, MT e BT é aplicada uma tarifa transitória, a qual é agravada numa percentagem como forma de incentivar aqueles clientes a escolherem um comercializador em mercado.

Assim, o diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os níveis de tensão mencionados, bem como o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado, devem ser repercutidos em todos os consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Estes valores em 2013 ascendem a 13 297 milhares de euros e -10 590 milhares de euros, respetivamente.

5.1.5 CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O valor do desconto por aplicação da tarifa social é determinado pela ERSE tendo em conta o limite máximo da tarifa social a clientes finais dos comercializadores de último recurso, fixado anualmente através de despacho do membro responsável pela área da energia. De acordo com o Despacho n.º 13 596/2012, de 12 de setembro a variação para 2013 foi fixada em 1,3%.

Os custos com a tarifa social ascendem em 2013 a 3,6 milhões de euros, sendo financiada conforme apresentado no quadro seguinte:

Quadro 5-6 - Financiamento da tarifa social em 2013

	Potência instalada	Tarifa Social	
	MW	%	10 ³ EUR
EDP Produção	8 780,8	76,0%	2 734,1
Centrais com CMEC ⁽¹⁾	6 025,4	52,2%	1 876,2
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	240,0	2,1%	74,7
Restantes centrais	2 515,4	21,8%	783,2
Iberdrola	360,0	3,1%	112,1
Centrais com CMEC	360,0	3,1%	112,1
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Endesa	837,0	7,2%	260,6
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	837,0	7,2%	260,6
Tejo Energia	584,0	5,1%	181,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	584,0	5,1%	181,8
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Turbogás	990,0	8,6%	308,3
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	990,0	8,6%	308,3
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Total	11 551,8	100,0%	3 597,0
Centrais com CMEC ⁽¹⁾	6 385,4	55,3%	1 988,3
Centrais com CAE	1 574,0	13,6%	490,1
Centrais com Incentivo	240,0	2,1%	74,7
Restantes centrais	3 352,4	29,0%	1 043,9

5.1.6 CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007 de 18 de maio, estabelece que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

Este mesmo Decreto-Lei define ainda que cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante será repercutido na faturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de faturação do sector elétrico.

PARCELA FIXA DOS CMEC

A 15 de junho de 2007, os CAE celebrados entre a REN e os centros electroprodutores da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente denominada CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.) foram cessados.

A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde à diferença entre os valores atuais, à data de cessação, do CAE cessado e os montantes expectáveis anualmente para as receitas de mercado, deduzidas dos encargos variáveis de exploração.

Aquela parcela inclui ainda os valores correspondentes aos ajustamentos, com vista a compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação mensal da parcela fixa.

Foi-nos dado conhecimento que a renda anual dos CMEC foi objeto de alteração, tendo a taxa sido reduzida de 7,55% para 5%, a partir de 2013 e a parcela fixa passado de 81 185 milhares de euros, para 68 256 milhares de euros.

O desvio da faturação da parcela fixa referente ao ano de 2011 atingiu o montante de - 1 246 milhares de euros. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 este montante deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Este valor acrescido de juros à taxa de 7,55% implica uma renda mensal de -110 milhares de euros. Em tarifas 2012 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três no montante de -330 milhares de euros serão recuperadas em 2013 durante o 1º trimestre.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
da rede nacional de distribuição

PARCELA DE ACERTO

O valor total dos ajustamentos dos CMEC em 2011 ascende a 232 milhões de euros, sem juros, sendo que para este ajustamento contribuíram de forma contrária as centrais hídricas e as centrais térmicas enquadradas pelos CMEC.

Os desvios que levaram ao aumento do ajustamento dos CMEC sucederam por ordem decrescente:

- As receitas de venda de energia elétrica no mercado.
- Os custos de exploração.
- Os encargos fixos

Em sentido oposto as receitas com os serviços de sistema contribuíram para um menor valor desse ajustamento:

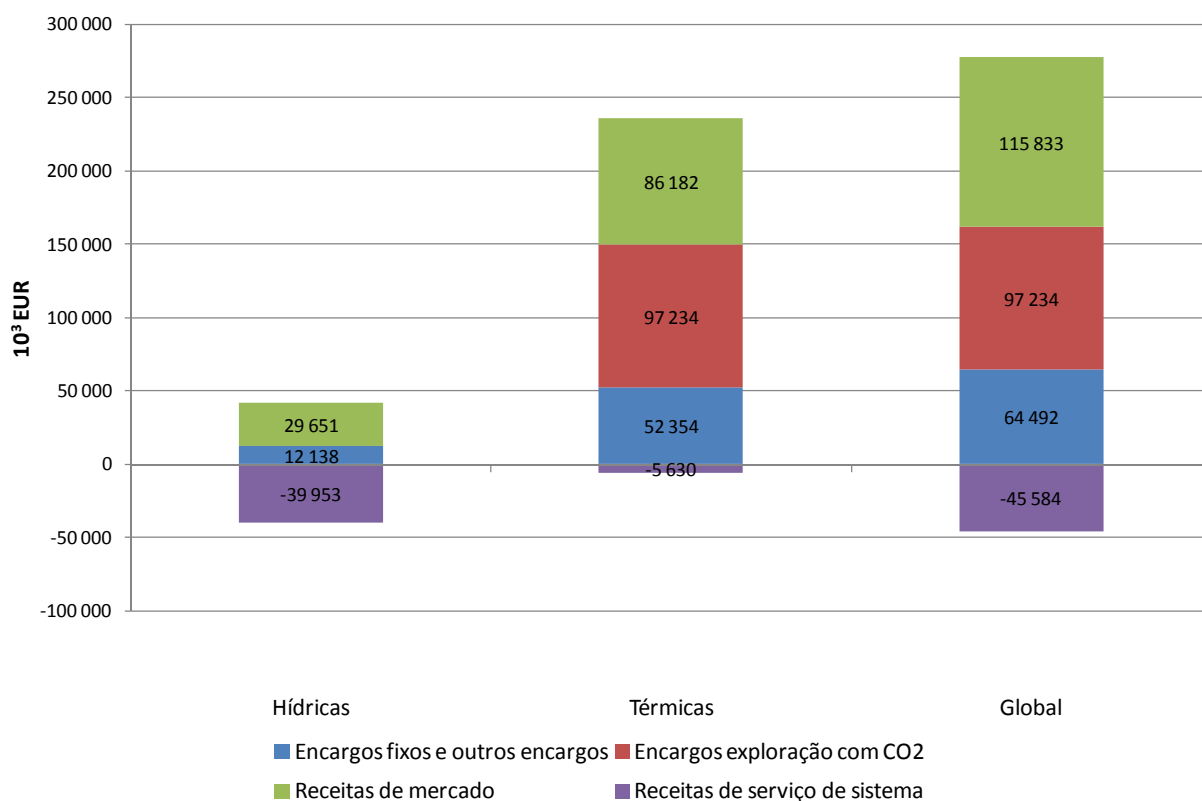
Quadro 5-7 – Ajustamento do montante dos CMEC

		Valor apurado para 2011	Cálculo valor inicial dos CMEC	Unidade: 10 ³ Eur Valor definido para Ajustamento
Receitas de mercado				
1.1	Centrais hídricas	480 147	509 798	-29 651
1.2	Centrais térmicas	394 549	480 731	-86 182
1 = 1.1+1.2	Total	874 696	990 529	-115 833
Custos de exploração (CE) + CO₂				
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	277 523	175 535	101 988
2.2	Centrais térmicas CO ₂	-7 878	-3 124	-4 754
2 = 2.1+2.2	Total	269 645	172 411	97 234
Margem de exploração				
3.1=1.1	Centrais hídricas	480 147	509 798	-29 651
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	124 904	308 320	-183 416
3 = 1-2	Total	605 051	818 118	-213 067
Receitas de serviço de sistema				
4.1	Centrais hídricas	39 953		39 953
4.2	Centrais térmicas	5 630		5 630
4 = 4.1+4.2	Total	45 583	0	45 584
Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)				
5.1	Centrais hídricas EF	530 275	520 758	9 517
5.2	Centrais térmicas EF	334 898	295 194	39 704
5.3	Centrais hídricas OE	3 385	764	2 621
5.4	Centrais térmicas OE	16 694	4 044	12 650
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	885 252	820 760	64 492
Ajustamento total do montante dos CMEC de 2008				
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	13 560	11 724	1 836
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	221 058	-9 082	230 140
6 = 6.1+6.2	Total	234 618	2 642	231 976

O impacto do ajustamento de 2011, no valor de 231 976 milhares de euros, é próximo do apurado no ano anterior no valor de 222 090 milhares de euros.

A figura seguinte permite evidenciar que o desvio nas receitas de mercado foi o principal fator explicativo para o valor apurado para o ajustamento dos CMEC.

Figura 5-1 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela



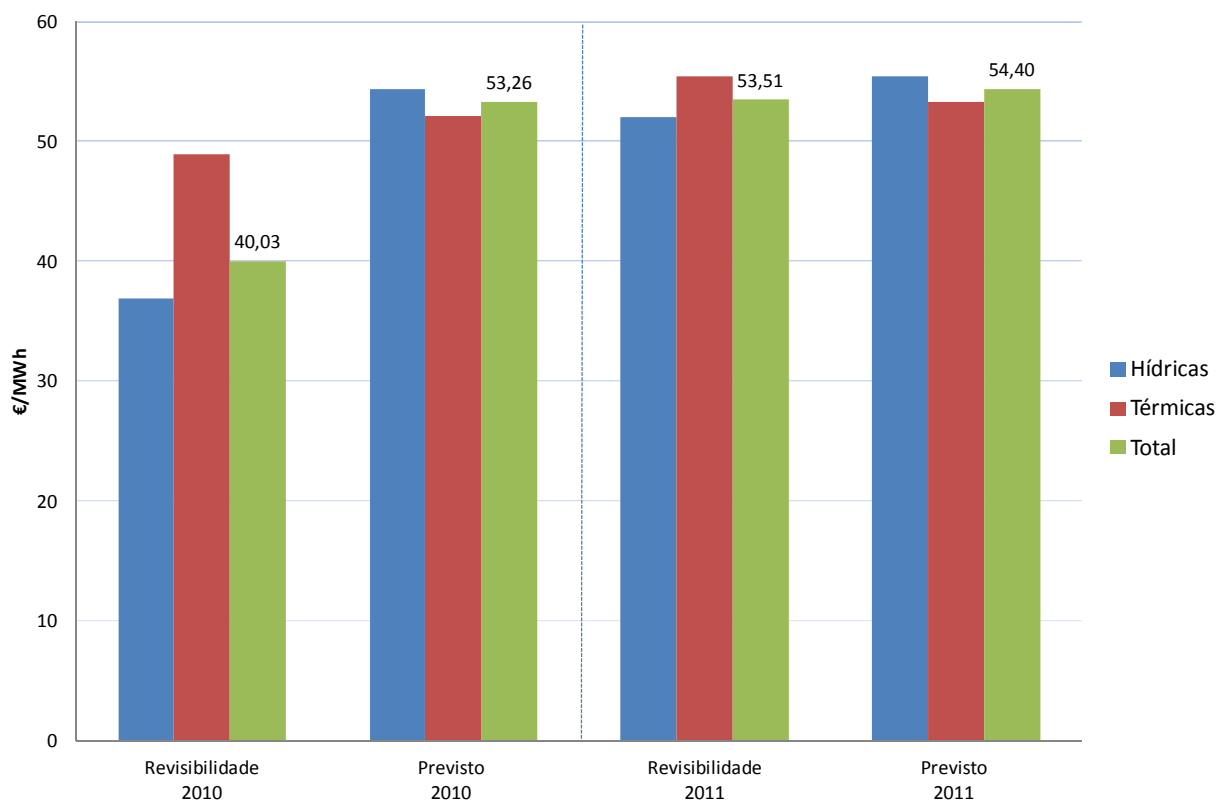
O mecanismo dos CMEC corresponde à diferença entre o valor atual das receitas que um centro electroprodutor esperaria receber antes da liberalização dos mercados, definidos nos seus respetivos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), e a receita realmente ocorrida. Este mecanismo foi concebido de modo semelhante ao de um contrato por diferença, com um preço contratado correspondente a 50 €/MWh, e cujo valor evoluiria de uma forma inversamente proporcional ao da evolução do preço de mercado. Os fatores que influenciam a evolução dos ajustamentos dos CMEC são os que incidem diretamente sobre as receitas e os custos dos centros electroprodutores, dos quais se destacam pela sua relevância:

- O preço de energia elétrica, fator gerador de receitas.
- A produção das centrais, fator gerador de receitas líquidas dos custos.

- A evolução dos custos de exploração, nomeadamente dos custos com combustíveis e com as licenças de emissão de CO₂.
- A disponibilidade das centrais, fator que incrementa o encargo de potência.
- A evolução da taxa de inflação, fator que incrementa o encargo de potência.

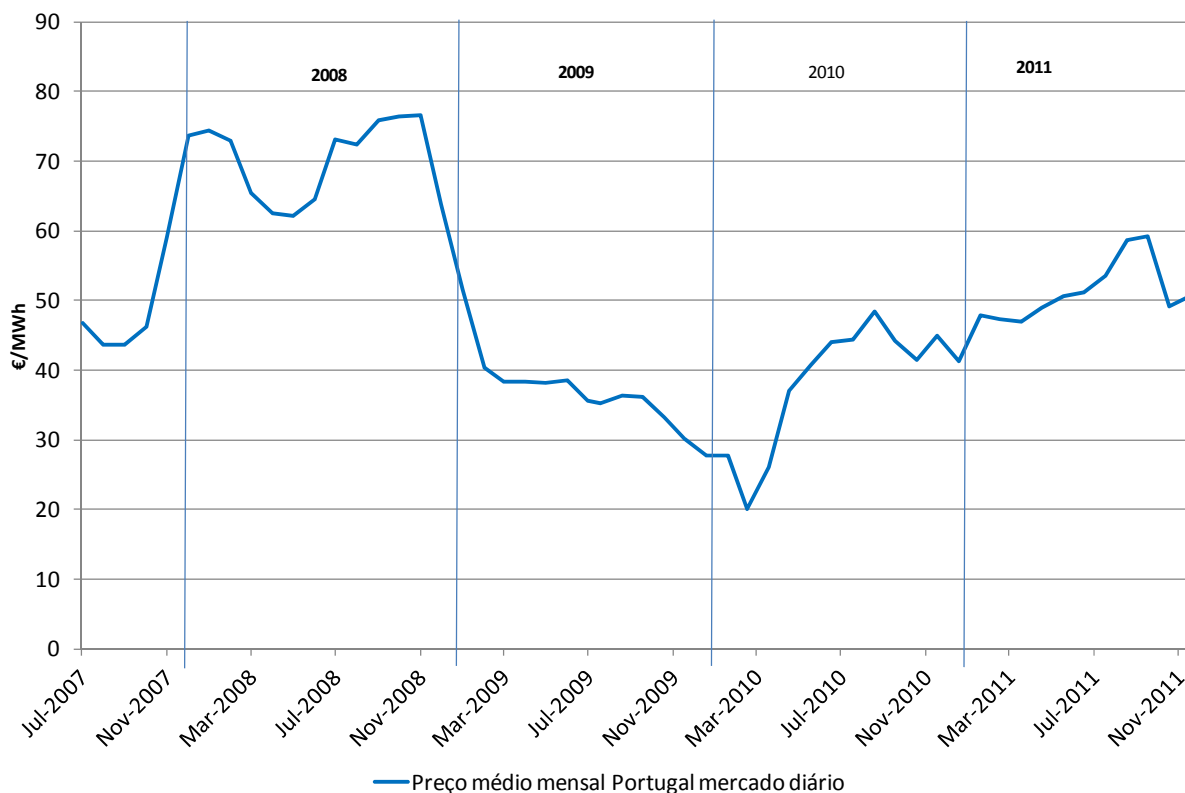
Ao contrário do sucedido em 2010, o desvio nas receitas de mercado não decorreu do facto das receitas unitárias terem sido em 2011 inferiores à previsão para 2011 aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC.

Figura 5-2 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade



Este facto decorre do preço de mercado médio ponderado de energia elétrica adquirida em mercado no polo português da OMEL ter estado próximo do estabelecido no cálculo dos CMEC ao longo de 2011.

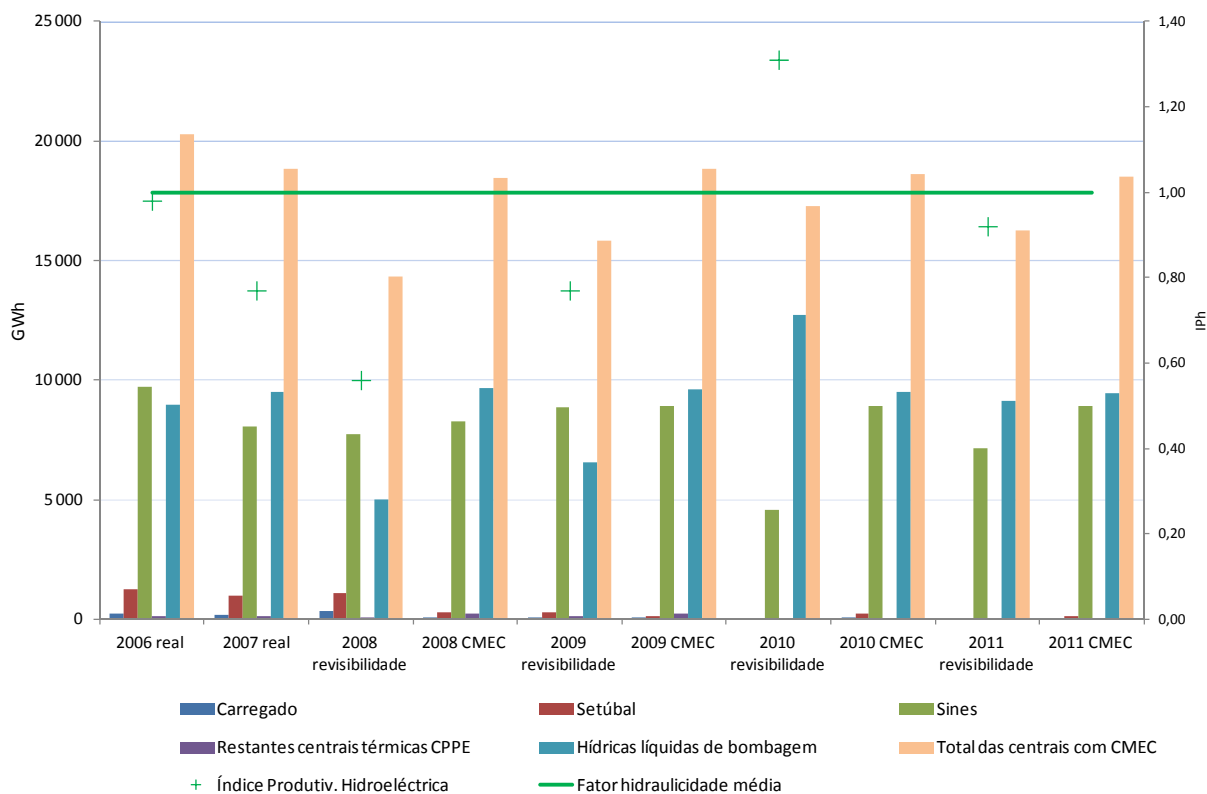
Figura 5-3 - Evolução do preço médio mensal em Portugal



A menor produção das centrais hidroelétricas justifica o menor valor das receitas face ao previsto para 2011 no cálculo dos CMEC, pese embora o facto do preço de energia ter sido próximo do previsto.

A hidraulicidade, fator conjuntural, explica a evolução da produção das centrais hidroelétricas. A menor produção das centrais térmicas face ao previsto advém do facto do aumento do preço dos combustíveis, designadamente o preço do carvão em 2011, não se ter refletido no aumento do preço do mercado. Assim, a menor produção das centrais térmicas conjuga fatores conjunturais, maior hidraulicidade, e estruturais, designadamente a dificuldade, já observada nos anos anteriores, das centrais térmicas com CMEC colocarem a sua produção em mercado.

Figura 5-4 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica



A conjugação do aumento do preço dos combustíveis, em especial o preço do carvão visível no aumento do encargo de energia unitário¹², e do menor preço de mercado tem resultado no menor valor da margem de mercado das centrais térmicas face ao previsto.

¹² Para além dos custos com combustíveis, incluem igualmente os O&M, os custos com as licenças de emissão de CO₂, bem como alguns serviços auxiliares, tais como os arranques e a margem de vapor da central do Barreiro.

Figura 5-5 - Evolução do encargo de energia unitário

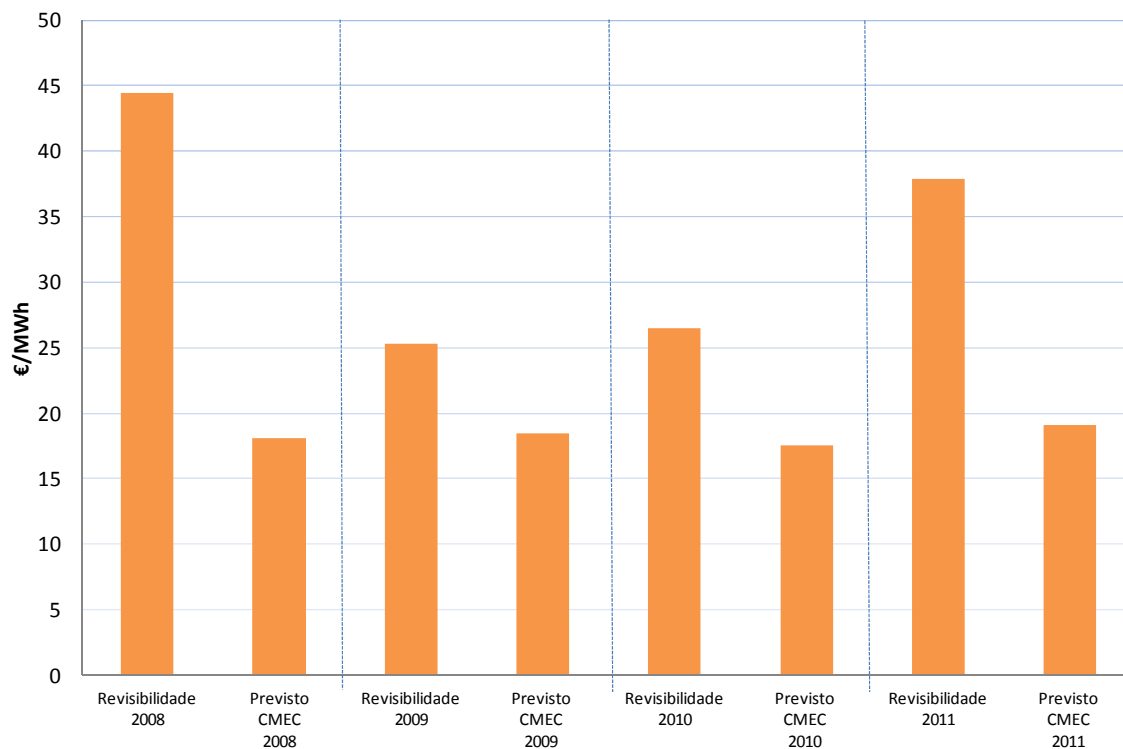
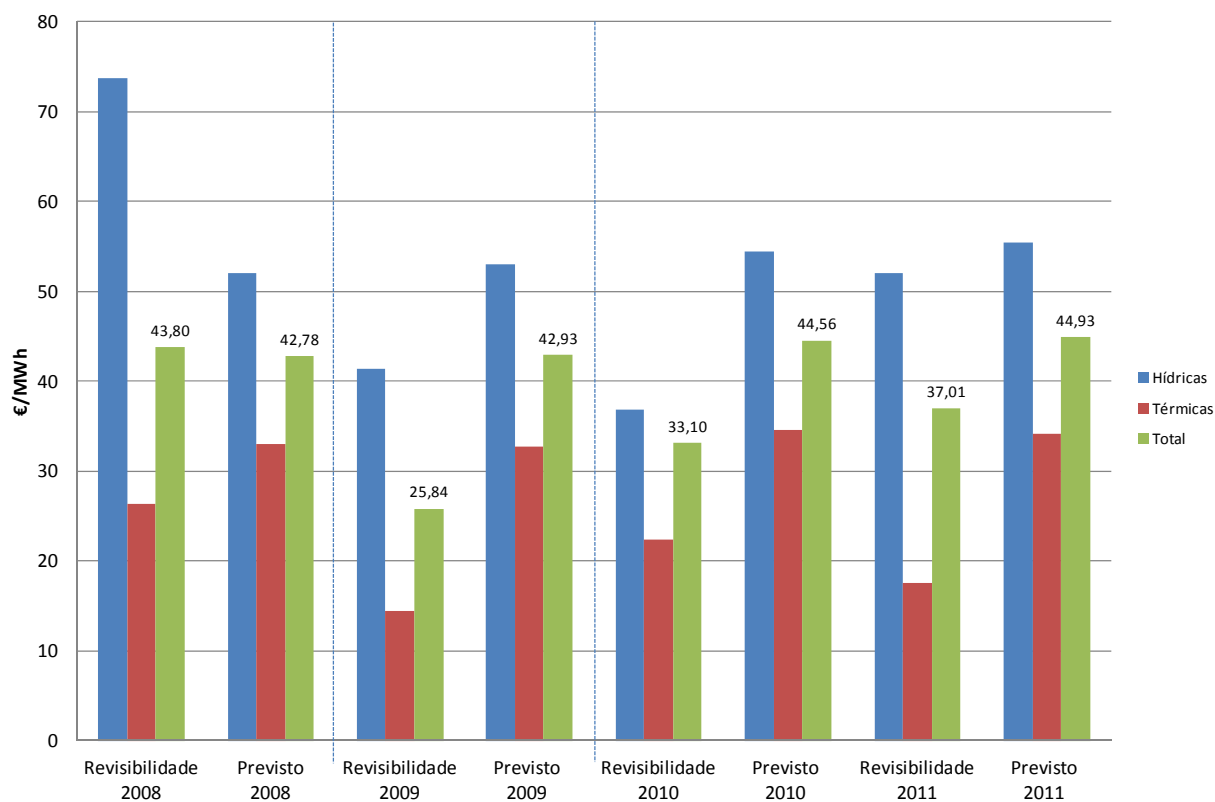


Figura 5-6 - Margem das vendas das centrais térmicas



No que diz respeito aos ajustamentos aos CMEC relativos aos encargos fixos, estes dependem dos novos investimentos ocorridos no período, da disponibilidade verificada das centrais, bem como da evolução dos índices de preços. Em 2011, verificaram-se investimentos na central de Sines em equipamentos desnitrificação de gases de combustão, bem como associados à redução das emissões de SO₂.

O desvio da faturação da parcela de acerto referente ao ano de 2011 atingiu o montante de 2 592 milhares de euros. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 este montante deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Este valor acrescido de juros à taxa de 7.55% implica uma renda mensal de 229 milhares de euros. Em tarifas de 2012 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três no montante de 686 milhares de euros serão recuperadas em 2013 durante o 1º trimestre.

DIFERIMENTO DA PARCELA DE ACERTO

Na sequência do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, o ajustamento anual relativo ao ano de 2011, determinado nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, a considerar nos proveitos permitidos de 2013 é diferido excepcionalmente, sendo recuperado nas tarifas de 2014 e 2015. Este valor corresponde a 149 825 milhares de euros.

PARCELA DE ALISAMENTO DOS CMEC

Os ajustamentos a efetuar ao valor dos CMEC resultantes de alterações nos parâmetros iniciais (produção, preço de mercado, custo dos combustíveis, etc.), face aos valores verificados, isto é, a revisibilidade anual, são repercutidos na parcela de acerto. Esta parcela, quando positiva, é adicionada à tarifa de UGS entre o mês de abril seguinte ao ano a que diz respeito a revisibilidade anual e o mês de março seguinte, quando negativa é deduzida à tarifa de UGS entre o mês de julho seguinte ao ano a que diz respeito a revisibilidade anual e o mês de junho seguinte.

A alteração dos parâmetros definidos nesta parcela face aos pressupostos iniciais pode ter grandes implicações, levando a que o valor da parcela de acerto ultrapasse o da parcela fixa em anos em que se verifiquem valores substancialmente diferentes dos previstos no Decreto-Lei n.º 199/2007. Esta situação ocorreu desde o início do apuramento da parcela de acerto dos CMEC.

Assim, foi criado um mecanismo de alisamento tarifário, com efeitos sobre a parcela dos CMEC na tarifa de UGS, cujo objetivo é a transmissão de um preço estável de potência contratada para refletir os CMEC. Importa garantir que este mecanismo não afeta, nem a aplicação da legislação referida (Decreto-Lei n.º 199/2007), nem os fluxos e calendário de pagamentos aos produtores de energia elétrica que cessaram o CAE.

Este ajuste é calculado com base na última informação recebida antes da aplicação das tarifas, devendo a informação contemplar pelo menos 6 meses de dados ocorridos. Este ajuste permite atenuar as variações tarifárias originadas por via da revisibilidade, visando igualar a tarifa de UGS em vigor até à aplicação da parcela de revisibilidade à tarifa aplicada no resto do ano. Acresce ainda que este ajuste não tem quaisquer implicações no cálculo e cobrança da parcela de revisibilidade em sede do Decreto-Lei n.º 240/2004, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia elétrica e a entidade concessionária da RNT. Este ajustamento é aplicado como amortecedor do impacto da revisibilidade e apenas tem implicações nas transações financeiras entre o operador da rede de distribuição e os consumidores de energia elétrica.

O mecanismo de alisamento tarifário dos CMEC tem os seguintes aspetos:

- Inclusão na proposta de tarifas para cada ano, de um valor previsto de custos com as diversas parcelas dos CMEC com incidência nesse ano. Deste modo, o valor do preço de potência contratada a publicar, sendo cobrado todos os meses, recupera os custos previstos com os CMEC, de forma alisada.
- Os fluxos de pagamentos dos CMEC entre o operador da rede de distribuição e o operador da rede de transporte, e entre este e os produtores cujo CAE cessou, mantêm-se como definido no Decreto-Lei n.º 240/2004.
- A diferença em cada mês, entre o preço de potência contratada de CMEC, publicado para vigorar durante o ano e o que resulta da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, deve ser suportada pelo operador da rede de distribuição, embora o valor esperado anual desta diferença seja nulo.
- Nas datas determinadas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, o cálculo definitivo da parcela de acerto do CMEC a vigorar deve condicionar uma revisão tarifária na qual se deverá corrigir o valor do preço de potência contratada a vigorar até ao fim do ano, segundo os valores definitivos do CMEC.

O valor estimado para 2012 para a parcela de ajustamento é de 325,4 milhões de euros. O Quadro 5-8 apresenta as principais componentes para o cálculo desse ajustamento.

Quadro 5-8 - Estimativa da revisibilidade para 2012

		Valor total (10 ³ EUR)	Valor unitário (€/MWh)
	Produção (GWh)	14 841	
	Sines	8 921	
	Setubal + Carregado	0	
	Hídricas (líquida de bombagem)	5 920	
(1)	Custo fixo (10³ EUR)	880 639	
	Sines	234 236	
	Setubal + Carregado	107 667	
	Barreiro		
	Hídricas	538 736	
(2) = A - B - C	Margem de mercado (10³ EUR)	490 641	
A	Custos de produção	280 324	18,89
	Sines	280 324	31,4
	Setubal + Carregado		
	Hídricas		-
B	Receita de mercado		776 965
	Sines	459 134	51,5
	Setubal + Carregado	0	-
	Hídricas	317 831	53,7
C	Licenças de CO ₂ (10 ³ EUR)	6 000	
(3)	Serviços de Sistema (10³ EUR)	41 610	2,8
(4) = (1)-(2)-(3)	Custo total (10³ EUR)	348 388	
(5)	CMEC inicial (10³ EUR)	22 947	
(6) = (4) - (5)	Revisibilidade (10³ EUR)	325 442	

Este valor é bastante superior ao verificado em 2011, apesar do preço de mercado implícito para 2011, 51,5 €/MWh, ser ligeiramente superior ao verificado nesse ano. Este facto decorre principalmente da hidraulicidade ocorrida até novembro de 2012 ser apenas de 0,42 e de o preço de mercado não refletir este facto, reduzindo deste modo a margem de mercado da energia vendida pela central de Sines.

Nas tarifas para 2013 considerou-se 9/12 deste valor acrescido de juros, no total de 248 833 milhares de euros.

A parcela de alisamento contempla também os ajustamentos previstos para a parcela fixa e para a parcela de acerto referentes ao ano de 2011, num total de – 1 010 milhares de euros.

MECANISMO DE CORREÇÃO DE HIDRAULICIDADE

De acordo com o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, que aprova o novo mecanismo de correção de hidraulicidade e que revoga o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro, o nível máximo de referência com base no saldo da conta a 31 de dezembro de 2009, deduzido dos montantes respeitantes a 2008 que ainda não tinham sido transferidos para a entidade concessionária da RND, corresponde a 70 992 milhares de euros.

Anualmente, aquele montante será reduzido por um valor mínimo igual ao sétimo do valor definido para o valor máximo de referência em 2009.

CUSTO TOTAL COM OS CMEC

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2013 ascende a 441,5 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 67,9 milhões de euros que inclui a renda anual de 68,3 milhões de euros, calculada à taxa de 5% e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2011 no montante de – 0,3 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera o respetivo desvio de faturação de 2011 no montante de 1,4 milhões de euros e o remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2010, acrescida dos juros devidos ao diferimento desta parcela nos proveitos permitidos de 2013, no montante de 147,2 milhões de euros;
- Parcela de alisamento no total de 235,9 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2012 no montante de -1,0 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2012 no montante de 248,8 milhões de euros e (iii) correção de hidraulicidade de 2012 no montante de -11,9 milhões de euros;
- Remanescente da correção de hidraulicidade de 2011, no montante de -10,9 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 67,9 milhões de euros, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada faturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 81.º e no n.º 1 do artigo 84.º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
da rede nacional de distribuição

Quadro 5-9 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2012	Tarifas 2013
A	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 521 154	1 451 862
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	487 016	511 175
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	355 534	361 357
	SPRE1t Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	139 916	84 200
	SPRE2t Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	215 619	277 157
(+)	CMEC	154 770	441 497
	PFCMEC, Parcela Fixa dos CMEC	80 292	67 926
	Renda anual	81 185	68 256
	Ajustamentos	-893	-330
	PACMEC, Parcela de Acerto dos CMEC	1 124	148 579
	Revisibilidade	2 113	147 150
	Ajustamentos	-989	1 428
	CPCMEC Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÂCMEC, Componente de alisamento dos CMEC	78 676	235 891
	Revisibilidade prevista (9/12)	86 668	248 833
	Ajustamentos previstos (9/12)	1 841	-1 010
	Correção de hidraulicidade (9/12)	-9 833	-11 932
	CHpol,t-1 Correção de hidraulicidade	-5 322	-10 900
	Custos com a aplicação da tarifa social		
(+)	DTD06,t Déficit tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	14 715	14 335
(+)	DTD07,t Déficit tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	5 585	5 441
(-)	Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-9 331	-37 819
(+)	ESTpol,t Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	498 449	77 531
	CSustCV Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	350 307	-62 935
	ESTEt Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	110 174	104 457
	ESTCIEG Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	37 968	36 009
(+)	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) e BTE	1 004	13 297
	em NT	758	1 532
	em BTE	246	211
	em BT		11 554
(+)	Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-5 249	-10 590
B	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	305 348	366 036
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	328 490	376 191
(-)	Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	23 142	10 155
C	A + B Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	1 826 502	1 817 898
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-6 064	-3 597

5.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de distribuição foi, desde o início da regulação, uma atividade regulada por *price-cap* com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. No entanto, houve necessidade de melhorar aquela metodologia, no sentido de garantir a diminuição dos custos de exploração (OPEX), sem prejudicar o necessário investimento.

Desta forma, neste período regulatório a metodologia do tipo *price cap* passou a ser aplicada apenas ao OPEX, sendo os custos com capital (CAPEX) analisados separadamente, o que implicou remunerar os investimentos aceites ao custo de capital da empresa, integrando as respetivas amortizações nos proveitos permitidos da empresa.

Esta solução foi acompanhada de uma análise cuidadosa dos planos de investimento propostos no início do período regulatório pela empresa e, principalmente, da sua responsabilização pelo cumprimento ou não dos planos traçados, de forma a garantir a racionalidade dos investimentos. Paralelamente, esta separação tem a virtude de poder integrar nos proveitos permitidos o investimento associado à inovação, designadamente as chamadas "redes inteligentes", incentivando-o, não deixando de garantir, no entanto, que, com as soluções propostas, o risco associado a este tipo de investimento seja repartido de uma forma adequada entre os consumidores e as empresas.

A definição desta metodologia obrigou, porém, a que a definição da remuneração do ativo fosse exatamente igual ao custo de oportunidade/custo de capital da empresa. Para ultrapassar eventuais distorções nos investimentos a empresa fica vinculada ao nível de investimentos que se propôs efetuar no início do período regulatório, que por sua vez deverá refletir a evolução da atividade. Caso o investimento ocorrido seja maior do que o inicialmente previsto para o período regulatório, a remuneração aplicada ao investimento em excesso, acima de um determinado nível será inferior ao custo de capital-

No que respeita ao investimento no âmbito das "redes inteligentes", estes foram diferenciados dos restantes investimentos em termos regulatórios. Um dos aspetos de grande importância para a implementação deste modelo foi a criação de mecanismos simples que permitam a identificação da base de ativos a remunerar com um prémio de risco, dada a dificuldade em estabelecer uma fronteira entre a componente de inovação no investimento e sua componente "convencional".

No que diz respeito aos custos de exploração das redes de distribuição, os benefícios decorrentes da inovação resultam, por um lado, do incremento da automatização dos processos que implica uma menor necessidade de recursos para a operação das redes e, por outro lado, de uma monitorização e recolha de dados alargada na rede, que facilitará a tomada de decisão operacional, potenciará as atuações preventivas na operação da rede e permitirá o "diálogo" com os consumidores em prol de uma utilização mais eficiente dos recursos.

Assim, o aumento no valor do CAPEX num primeiro momento, em consequência da implementação das “redes inteligentes”, conjuga-se com uma diminuição esperada no valor do OPEX e pode levar a uma contenção do valor do CAPEX no futuro, nesse caso devido à racionalização dos investimentos.

A revisão da forma de regulação aplicada à atividade de distribuição foi acompanhada da revisão dos *drivers* de custos mais adequados, bem como do peso a dar às parcelas fixas e variáveis dos proveitos.,

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para este período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade, os custos com rendas de concessão e os custos no âmbito de programas de reestruturação de efetivos anteriormente aceites pela ERSE.

Além disso, existem incentivos à melhoria do desempenho que efetivamente tenha ocorrido: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição e (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço, os quais são aceites *a posteriori*, sendo refletidos nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental é aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulação e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Em 2013 não foram incluídos custos no âmbito do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

CUSTOS COM RENDAS DE CONCESSÃO

Este custo à semelhança dos restantes custos de interesse económico geral passou a ser aceite em base anual e ajustado de acordo com os valores reais.

Para 2013, as rendas de concessão, calculadas de acordo com a nova metodologia iniciada em 2009, estimam-se em 257,1 milhões de euros.

PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a nova metodologia¹³, já considerada em tarifas 2009, a qual consiste no cálculo do valor por recuperar tendo em conta os custos totais do programa apresentados nos relatórios de execução anual, deduzidos dos custos recuperados nas tarifas (ajustamento sem juros). O montante apurado é dividido pelo número de anos que falta amortizar.

¹³ Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
da rede nacional de distribuição

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos, para 2013, foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2011. De assinalar que os valores apresentados dizem respeito à totalidade do plano, independentemente da empresa onde está registado, ou seja, EDP Distribuição ou EDP SU. De salientar que a partir de 2009, o ativo regulatório que se encontrava na EDP SU foi transferido para a EDP Distribuição.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efetivos para 2013.

Quadro 5-10 - Custos com plano de reestruturação de efetivos

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 s/)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 s/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Valores por recuperar	Anuidades	renda anual T 2013
Plano 2003	7 358	7 173	7 362	7 369	7 383	7 310	7 297	72 472	10	7 247
Plano 2004	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	14 425	158 499	11	14 409
Plano 2005	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	24 778	12	2 065
Total a acrescer aos pp	24 092	39 892	23 876	23 935	23 989	23 779	23 747	255 749		23 721

Os custos com outros planos de efetivos, Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE) totalizaram 37 641 milhares de euros em 2013, repartidos da seguinte forma:

Unidade: 10³ EUR

	2010 real	2011 real	T2012	T2013
PRRH	32 995	26 498	19 545	13 065
PAE*	25 740	25 012	24 736	24 576
Total	58 735	51 510	44 281	37 641

Nota:* Exclui os FSE

CAPEX

Em virtude da alteração da forma de regulação na qual a metodologia de *price-cap* apenas se aplica ao OPEX, os custos decorrentes dos investimentos na rede de distribuição passaram a ser analisados separadamente.

Além disso, a partir do novo período regulatório, os investimentos no âmbito das “redes inteligentes” passaram a ter uma análise diferenciada dos restantes investimentos.

Os proveitos permitidos de 2013 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2012. De salientar que para a rede convencional a taxa a aplicar é de 10,05% e para a rede “inteligente” a taxa é de 11,55%. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de -1 307 milhares de euros¹⁴.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2013

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 85.º do Regulamento Tarifário.

¹⁴ Um desvio negativo significa um valor a recuperar pelos clientes.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2012

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição

Quadro 5-11 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

			Unidade 10 ⁶ EUR	
			Tarifas 2012	Tarifas 2013
1	FCE _{URD,AT/MT}	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	50 075	40 317
2	VCE _{URD,AT/MT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/KWh)	0,001412	0,001364
3	E _{URD,AT/MT}	Energia elétrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	47 271	45 073
4	VCE _{URD,AT/MT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	0,00000	0,00051
5	EI _{URD,AT/MT}	Energia elétrica injetada na rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	15 767	19 292
6	VCE _{URD,AT/MT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/cliente)	2 105	2 034
7	C _{URD,AT/MT}	Número de clientes em AT/MT	23 787	23 660
8	CC _{URD,AT/MT}	Custo com capital afetos à atividade de distribuição em AT/MT	326 958	333 370
9	PEF _{URD,AT/MT}	Custos com planos de reestruturação de efetivos	24 823	21 944
10	Amb _{URD,AT/MT}	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
11		Diferencial da atualização da taxa de remuneração do ativo	0	0
12	$\Delta_{1,t-2}^D$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	31 844	6 641
A	$(1)+(2)\times(3)\times 1000+(4)\times(5)\times 1000+(6)\times(7)\times 1000$	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	486 833	508 451
13	FCE _{URD,BT}	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	75 310	72 763
14	VCE _{URD,BT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/KWh)	0,004023	0,003887
15	E _{URD,BT}	Energia elétrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	24 959	23 395
16	VCE _{URD,BT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/KWh)	0	0
17	EI _{URD,BT}	Energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	50	0
18	VCE _{URD,BT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/cliente)	12	12
19	C _{URD,BT}	Número de clientes em BT	6 132 966	6 195 542
20	CC _{URD,RC,BT}	Custo com capital afetos à atividade de distribuição em BT no âmbito da rede convencional	219 306	216 624
21	CC _{URD,RI,BT}	Custo com capital afetos à atividade de distribuição em BT no âmbito da rede inteligente	2 668	6 030
22	PEF _{URD,BT}	Custos com planos de reestruturação de efetivos	46 114	42 306
23	RC _{URD,BT}	Custos com rendas de concessão	248 231	257 059
24	Amb _{URD,AT/MT}	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
25		Diferencial da atualização da taxa de remuneração do activo	0	0
26	$\Delta_{2,t-2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	21 906	-11 588
B	$(13)+(14)\times(15)\times 1000+(16)\times(17)\times 1000+(18)\times(19)/1000+(20)+(21)+(22)+(23)+(24)+(25)-(26)$	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	745 448	770 815
C	R ^D = (A) + (B)	Total de proveitos	1 232 281	1 279 267

6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro atribuiu a licença de comercializador de último recurso a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exercem as demais atividades no sistema elétrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição Energia, S.A..

Na sequência destes diplomas, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de janeiro de 2007 por destacamento de ativos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição. O comercializador de último recurso exerce as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a atividade de Comercialização.

6.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

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

Em 2011 com a alteração regulamentar procedeu-se ao alargamento da regulação por incentivos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica, de forma a 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 obriga a mudanças de várias ordens, como seja, a desagregação da atividade de Aquisição de Energia Elétrica em duas funções: função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial. Esta desagregação tem 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.

Definidas as funções, a metodologia consubstancia-se na sujeição da aceitação dos custos com aquisição de energia elétrica à aquisição de uma quantidade mínima de energia elétrica nos mercados a prazo. Este mecanismo permite aproximar o período de aquisição de energia elétrica e o horizonte de definição das tarifas, contribuindo, conseqüentemente, para a estabilidade tarifária.

6.1.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS

Desde 1 de julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire energia elétrica para os seus fornecimentos no mercado organizado (MIBEL). À semelhança dos restantes comercializadores, a sua

carteira de compras é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios, a liquidar junto do gestor de sistema (acerto de contas). Assim, o comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à sua expectativa para os consumos dos seus clientes.

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

Na sequência de medidas legislativas de aprofundamento da integração do MIBEL, o comercializador de último recurso deve adquirir uma parte da sua energia no mercado a prazo (OMIP). As restantes aquisições de energia poderão ser efetuadas nos mercados diário e intra-diário (OMIE) e também através de contratos bilaterais.

O quadro seguinte apresenta a procura agregada dos clientes do comercializador de último recurso, no referencial das aquisições no mercado. A determinação desta procura agregada integra a definição do balanço de energia para o ano de 2013, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

Quadro 6-1 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP SU Junho 2012		ERSE Tarifas 2013		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2010	2011	2012	2013	2012	2013	2012	2013
+ Energia comprada nos mercados organizados	16 048	9 087	3 269	-1 538	4 998	213	1 729	1 751
+ Produção em regime especial	17 983	18 333	19 090	20 026	18 511	19 292	-579	-734
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	2 942 9,95%	2 483 10,21%	2 177 10,94%	1 839 11,18%	2 259 10,85%	2 042 11,85%	81	203
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	507 1,7%	358 1,5%	239 1,2%	198 1,2%	324 1,6%	232 1,3%	86	35
Total das aquisições	34 031	27 420	22 359	18 488	23 509	19 505	1 150	1 017

A aquisição de energia pelo CUR resultou das previsões da empresa, corrigidas para o nível de procura considerado nas tarifas, tendo também em consideração a evolução histórica do mercado livre e os efeitos da publicação do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em BTN, bem como a extinção do regime transitório de fornecimento a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE. A evolução previsional do consumo e do número de clientes em mercado livre, partiu dos seguintes pressupostos:

- A passagem a mercado livre da totalidade dos clientes em MAT e AT ainda abastecidos no mercado regulado deverá desenrolar-se até ao final de 2012;

- Transição dos clientes em MT e BTE para o mercado livre até ao final de 2013;
- Incremento das quotas de mercado livre de clientes em BTN, com um ritmo coerente com os objetivos definidos na legislação, nomeadamente, a transição para comercializadores em mercado da totalidade dos clientes com potência contratada igual ou superior 10,35 kVA até ao final de 2014 e dos clientes com potência contratada inferior a 10,35kVA até ao final de 2015.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

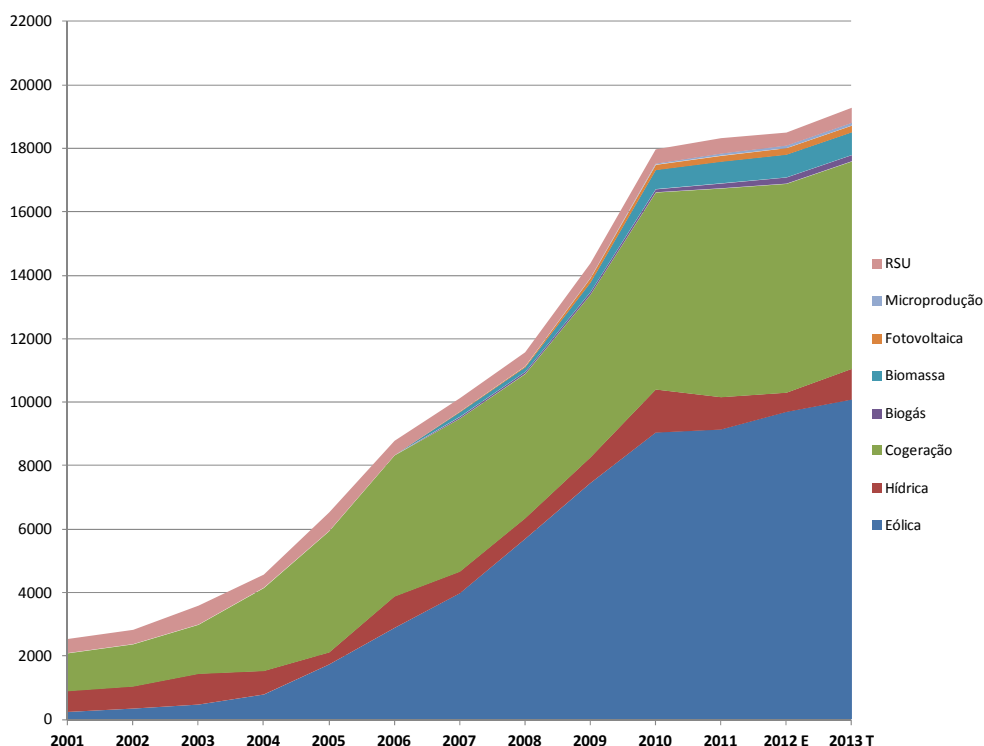
No Quadro 6-2 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE previsto para 2013 por tecnologia e respetivas quantidades de energia.

Quadro 6-2 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE

	Tarifas 2013				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10 ³ EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE referente ao ano 10 ³ EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	12 659	102,94	1 303 189		609 849
Eólicas	10 086	97,89	987 311	54,77	434 919
Hídricas	974	95,04	92 555	54,77	39 216
Biogás	190	113,66	21 646	54,77	11 216
Biomassa	722	117,47	84 832	54,77	45 281
Fotovoltaica e energia das ondas	212	356,39	75 523	54,77	63 917
RSU	475	86,97	41 323	54,77	15 300
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	6 632	664,20	827 034		463 787
Térmica - Cogeração (NFER)	4 725	128,88	608 944	54,77	350 163
Térmica - Cogeração (FER)	1 816	98,05	178 041	54,77	78 592
Microgeração	92	437,27	40 049	54,77	35 033
Total da produção em regime especial	19 292	110,42	2 130 223		1 073 636

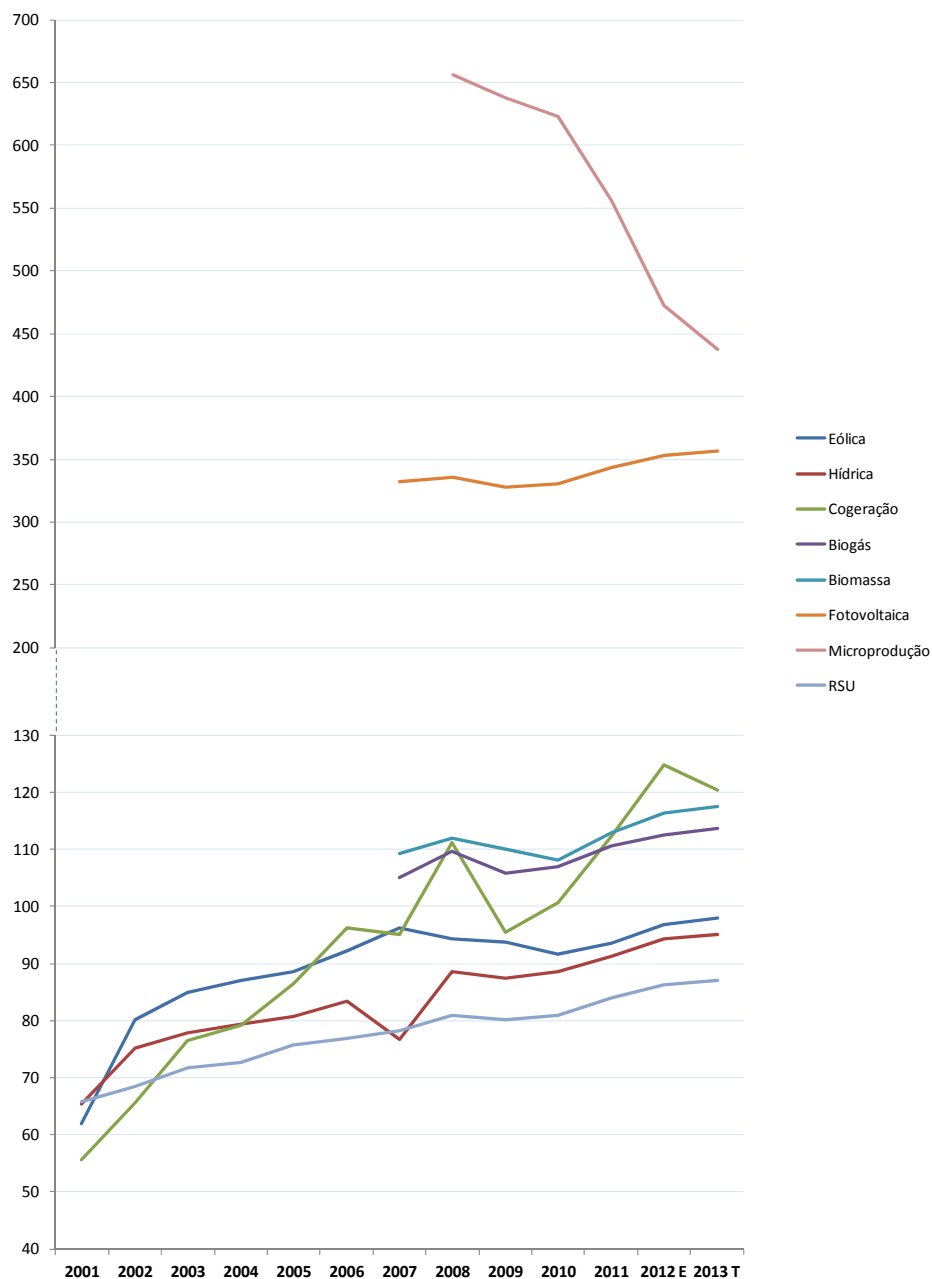
A Figura 6-1 apresenta as quantidades ocorridas da PRE por tecnologia no período de 2001 a 2011, o valor estimado para 2012 e a previsão implícita no cálculo das tarifas de 2013. Constata-se um forte crescimento deste tipo de produção até 2010, com taxas de crescimento anuais superiores a 20% em 2009 e 2010, seguida de uma desaceleração acentuada em 2011, com um crescimento de apenas 1,9%. A estimativa para 2012 e a previsão para 2013 apontam para a manutenção de crescimentos mais moderados do total da PRE injetada na rede, da ordem de 1,0% e de 4,2%, respetivamente.

Figura 6-1 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia [GWh]



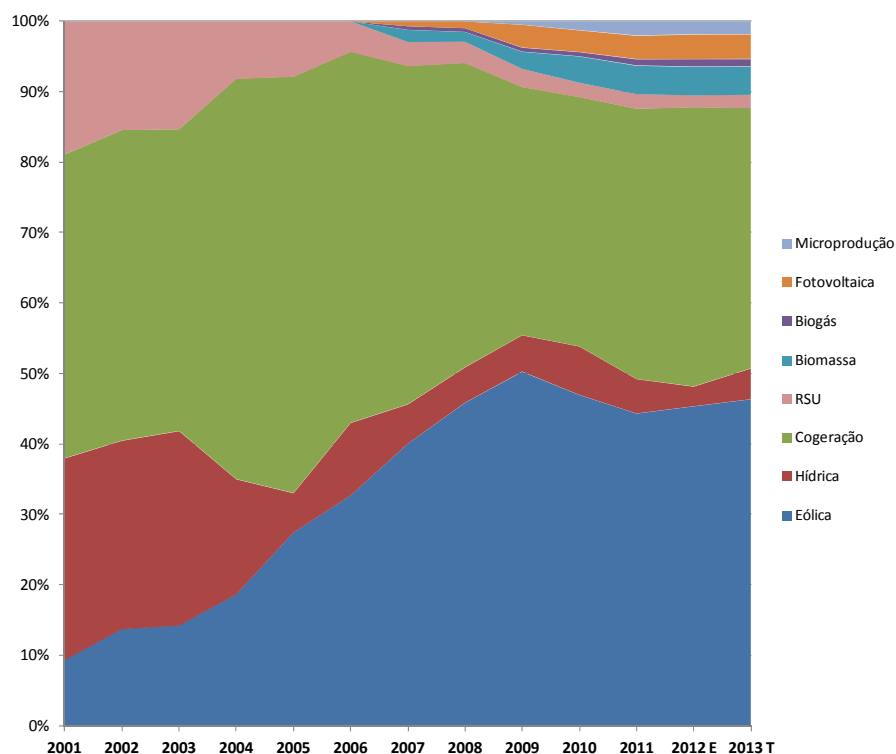
A Figura 6-2 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2011 (valores ocorridos), estimativa para 2012 e previsão para 2013. Em termos unitários, o preço médio de energia proveniente de PRE apresentou entre 2001 e 2011 uma taxa média anual de crescimento de 5,7%. Para 2012 o preço médio deverá crescer cerca de 6%, prevendo-se uma estagnação em 2013.

Figura 6-2 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia [€/MWh]



A Figura 6-3 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE. Verifica-se que as tecnologias com maior produção (eólica e cogeração) são também as que apresentam um maior peso no total dos custos da PRE. Destaca-se também o peso cada vez menor dos custos com a produção a partir de recursos hídricos e de resíduos sólidos urbanos (RSU), a par do alargamento do *mix* de produção renovável a outras tecnologias, sobretudo a partir de 2006, como são o caso da biomassa, fotovoltaica e mais recentemente da microprodução.

Figura 6-3 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE



CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

Os pressupostos subjacentes ao custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes de 62,0€/MWh, previsto para 2013, estão apresentados no ponto 2.3.

6.1.2 AJUSTAMENTOS

Para além dos proveitos permitidos do ano são ainda recuperados por esta atividade os seguintes ajustamentos:

1. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2011.
2. O ajustamento da aditividade tarifária de 2011.
3. O ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, referente ao ano de 2012.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2011 e 2012.

Quadro 6-3 - Ajustamentos do comercializador de último recurso

	Unidade 10 ³ EUR
	Tarifas 2013
Valor previsto para o ajustamento dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, referente a 2012	144 993
Ajustamento dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, relativo a 2011	-81 286
Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas referente a 2011	-773
Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2013	62 935

Uma análise mais aprofundada destes valores encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2011 e 2012 a repercutir nas tarifas de 2013”.

Estes montantes ao abrigo do artigo 88.º são recuperados na tarifa de uso global do sistema do operador da rede de distribuição.

CUSTOS COM A FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

O montante de custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 88.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-4.

Quadro 6-4 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		Tarifas 2013
A	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	1 209 150
	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	58,82
	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	19 505
	Desvio por gestão carteira	18 909
	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
	Outros custos	42 911
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	3 916
C	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano t-1 a incorporar no ano t	144 993
D	Ajustamento no ano t dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, relativo ao ano t-2	-81 286
E	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas de t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	-773
F	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes	1 150 131
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados	-62 935
F-G	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE	1 213 065

6.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte e distribuição para os clientes do comercializador de último recurso.

Tendo em conta que estas tarifas são aditivas e que o desajuste por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte aos Clientes e comercializadores e os valores pagos ao operador da rede de transporte são calculados ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se preveem ajustamentos nesta atividade.

O montante de custos com a atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, em 2012 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do Artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

	Unidade 10 ³ EUR	
	Tarifas 2012	Tarifas 2013
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	889 337	762 409
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	130 183	130 968
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	839 587	790 279
Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	1 859 107	1 683 655

6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização é regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX. Os proveitos incluem ainda uma margem que tem como objetivo a reposição dos custos das necessidades financeiras resultantes do desfaseamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às atividades reguladas do comercializador de último recurso.

Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização, como já referido, recuperam os custos incorridos na atividade e repercutem os desvios de dois anos anteriores. Na perspetiva de uma saída gradual dos consumidores para o mercado, os proveitos desta atividade já contemplavam um termo fixo, de forma a recuperar os custos que não diminuem com a quebra da atividade.

Desta forma, de acordo com as alterações no Regulamento Tarifário efetuadas em 2011, os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização passam a ser calculados com base na tarifa do ano anterior acrescida de um fator de atualização. Posteriormente, esse valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS.

Além disso, outra das particularidades desta atividade é o facto da EDP SU transferir, através de contratos de *outsourcing*, a operacionalização dos processos comerciais para a EDP Soluções Comerciais S.A. (EDP SC), que constitui uma plataforma independente de serviços partilhados entre os diferentes negócios comerciais do Grupo EDP.

Atendendo ao elevado peso que a prestação de serviços da EDP SC representa na totalidade dos custos da atividade da EDP SU, e a necessidade de obter uma maior discriminação da informação sobre estes custos, em 2011 foi acordada a elaboração de um estudo (contratado à Deloitte) que permitisse avaliar a eficiência dos custos da EDP SU, nomeadamente na sua relação com a EDP SC. Desta forma, foi

possível uma análise mais detalhada dos custos imputados à regulação e uma maior garantia do nível de eficiência incluído nos custos a considerar no cálculo dos proveitos permitidos.

Assim, para proveitos permitidos de 2013, aplica-se o estabelecido em 2012, para o início do novo período regulatório.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O montante de proveitos permitidos à EDP Serviço Universal na atividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 90.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 6-6 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

			Unidade: 10 ³ EUR	
			Tarifas 2012	Tarifas 2013
1	$F_{C,NT}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT)	99	96
2	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	11,442	11,066
3	$E_{C,NT}$	Número de consumidores médio, em NT	4 733	4 538
4	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/processo)	3,714	3,592
5	$P_{C,NT}$	Número de processos de atendimento, em NT (milhares)	11 491	3 794
6	$PEF_{C,NT}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
7	$\tilde{R}_C / 365 \times (R_{ENT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em NT	692	337
	\tilde{R}_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	15	18
	R_{ENT}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a NT	111 928	43 202
	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a NT	66 544	28 765
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	9,50%
8	$Z_{C,NT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
9	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-586	-1 359
A	$R_{C,NT}^{CR} = (1)+(2)+(3)/(1000+(4)+(5)/(1000+(6)+(7)+(8)-(9))$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	1 474	1 856
B		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT)	758	1 532
C	A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	717	324
10	$F_{C,BTE}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	112	108
11	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/consumidor)	6,586	6,370
12	$E_{C,BTE}$	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	9 428	11 167
13	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/processo)	3,714	3,592
14	$P_{C,BTE}$	Número de processos de atendimento, em BTE (milhares)	13 174	8 697
15	$PEF_{C,BTE}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
16	$\tilde{R}_C / 365 \times (R_{EBTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE	427	410
	\tilde{R}_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	15	18
	R_{EBTE}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a BTE	55 266	43 580
	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BTE	54 515	43 868
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	9,50%
17	$Z_{C,BTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
18	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-46	-30
D	$R_{C,BTE}^{CR} = (10)+(11)+(12)/(1000+(13)+(14)/(1000+(15)+(16)+(17)-(18))$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	696	650
E		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	246	211
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	450	439
19	$F_{C,BTN}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	36 291	35 099
20	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (€/consumidor)	3,708	3,586
21	$E_{C,BTN}$	Número de consumidores médio, em BT (milhares)	5 470 944	5 213 702
22	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (€/processo)	3,714	3,592
23	$P_{C,BTN}$	Número de processos de atendimento, em BT (milhares)	4 304 061	4 461 171
24	$PEF_{C,BTN}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
25	$\tilde{R}_C / 365 \times (R_{EBTN}^{CR} + R_{CVATD,BTN}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BT	7 090	7 320
	\tilde{R}_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	9	10
	R_{EBTN}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a BT	1 289 761	1 137 191
	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BT	1 737 184	1 675 394
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	9,50%
26	$Z_{C,BT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
27	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	3 248	-2 777
G	$R_{C,BTN}^{CR} = (19)+(20)+(21)/(1000+(22)+(23)/(1000+(24)+(25)+(26)-(27))$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	76 404	79 917
E		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BT		11 554
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	76 404	68 363
H	A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	78 575	82 423
I	B+E	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE	1 004	13 297
J	H-I	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	77 571	69 126
		Sobrepovo associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto Lei n.º104/2010, de 23 de Setembro	-5 249	-10 590

6.4 SOBREPROVEITO PELA APLICAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA

O sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, ascende a 10 590 milhares de euros.

Este é um valor a recuperar pelo CUR, sendo transferido para o operador da rede de distribuição para ser repercutido em benefício de todos os clientes através da tarifa de UGS.

7 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2013 NO CONTINENTE

Quadro 7-1 - Proveitos permitidos em 2013 por atividade no Continente

Unidade: 10- EUR

Tarifas 2013	Proveitos permitidos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2013, previstos em 2012 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2013 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	177 969		0	0		0
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	177 969	-177 969 (GGS)	0			0
REN	709 397		887 365	0		887 365
Gestão Global do Sistema (GGS)	333 206	177 969 (CVEEAC)	511 175			511 175
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	376 191		376 191			376 191
EDP Distribuição	3 157 392	-887 365	2 270 027	60 228		2 206 202
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 279 267		1 279 267			1 279 267
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 878 126	-887 365 (GGS + TEE)	990 760	60 228		930 533
Tarifa social					-3 597	-3 597
EDP Serviço Universal (CUR)	3 277 567	-2 045 012	1 232 554	-60 228		1 292 782
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 511 488	-361 357	1 150 131	-62 935		1 213 065
Sobrecusto da PRE	361 357	-361 357 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 150 131		1 150 131	-62 935		1 213 065
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 683 655	-1 683 655 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	82 423		82 423	13 297		69 126
Sobrepreço associado aplicação tarifa transitória				-10 590		10 590
			4 389 946	0	0	4 386 349

8 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA desenvolve atividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo ainda energia elétrica a produtores independentes.

Em 2011, na preparação de um novo período de regulação, procurou-se aprofundar e melhorar a regulação por incentivos no OPEX, alargando-a a outras atividades ou definindo os drivers de custos de acordo com a realidade atual.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica foi realizada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, de dezembro de 2011.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EDA, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2013.

8.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso das três atividades da EDA ao nível do seu CAPEX¹⁵, bem como a necessidade inerente à análise do impacto da aplicação de metas de eficiência no OPEX¹⁶ determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pela empresa sejam convenientemente justificados.

A informação enviada pela EDA, respeitante aos anos de 2011 e 2013, está genericamente de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia elétrica.
- Investimentos e participações por atividade.
- Informação económica das atividades reguladas, nomeadamente, custos e proveitos por atividade, e os imobilizados líquidos em exploração.
- Número de clientes por nível de tensão.

O reporte de informação para o período regulatório 2012-2014, sofreu algumas alterações por via da implementação do novo Normativo Contabilístico. A EDA apresentou à ERSE uma proposta de normas para reporte de informação, tendo sido aceite.

¹⁵ *Capital expenditures.*

¹⁶ *Operational expenditures.*

Todavia, constatou-se a necessidade de reporte de informação adicional com maior nível de detalhe, nomeadamente no que concerne aos movimentos do investimento e do ativo, pelo que deverá ser alterada em reportes futuros.

8.1.2 TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EDA

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, as taxas de remuneração da EDA a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica são de 9%, 9,5% e 9,5%, respetivamente.

8.2 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

Neste contexto, 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.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a definição da base de custos do OPEX, bem, como as metas de eficiência a aplicar a essa base, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, de dezembro de 2012.

8.2.1 CUSTOS DE ENERGIA

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 8-1 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da EDA considerado nas tarifas para 2013 é superior em cerca de 9% face ao previsto nas tarifas de 2012 e superior ao estimado para 2012, em cerca de 3%.

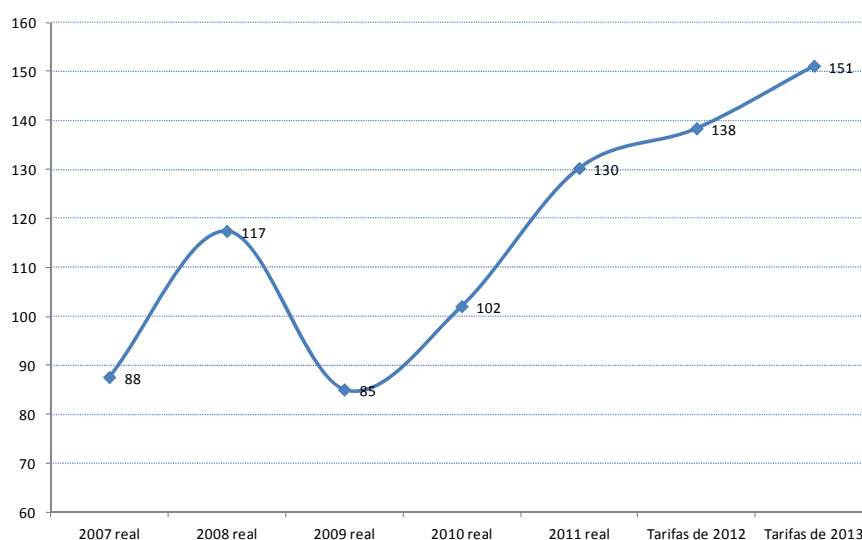
Quadro 8-1 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

Unidade (*)	2011 real	Tarifas de 2012	2012 em 2012 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2013	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	EUR/MWh	130,2	138,3	146,5	13%	151,1	9%	3%

Nota: (*) A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

Fonte: EDA; ERSE

Figura 8-1 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



Os preços com os combustíveis têm sofrido uma grande volatilidade, aumentando significativamente a dificuldade em estabelecer previsões e estimativas.

Em 2010 foi realizado o estudo “Custos de Referência e Metas de Eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” com o objetivo de se proceder à definição de metas de eficiência para a EDA e da EEM na atividade de aquisição do fuelóleo, no contexto particular em que estas empresas desenvolvem esta atividade.

Com base nas conclusões deste estudo foram determinados os custos eficientes de descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e considerados nas Tarifas de 2013.

O Quadro 8-2 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

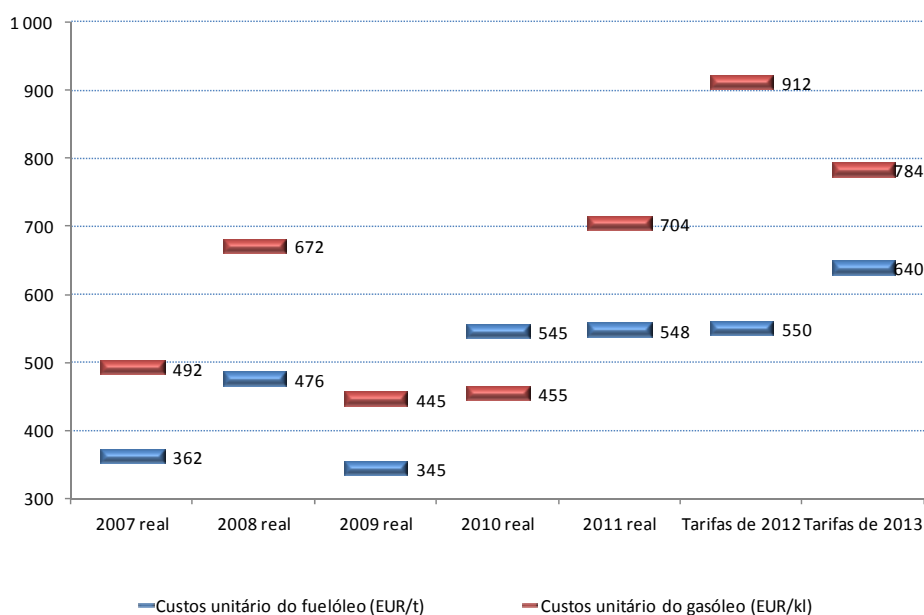
Quadro 8-2 - Custo unitário dos combustíveis

	Unidade	2011 real	Tarifas de 2012	2012 em 2012 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2013	Evolução anual %	Evolução anual %
		(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$
Custos unitário do fuelóleo	EUR/t	548	550	629	15%	640	16%	2%
Custos unitário do gasóleo	EUR/kl	704	912	779	11%	784	-14%	1%

Observa-se que no ano de 2011, os custos unitários com combustíveis atingiram valores de 548 EUR/t e 704 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2012, bem como as previsões da empresa para 2013, revelam uma expectativa de subida do preço do fuelóleo. Quanto ao gasóleo, atendendo às estimativas da EDA espera-se um aumento do preço de 2011 para 2012 mas prevê-se um recuo do preço nas tarifas de 2013 em relação ao que foi estabelecido nas tarifas de 2012. A evolução esperada do preço do fuelóleo e do gasóleo entre a melhor estimativa da EDA para 2012 e o preço implícito nas tarifas de 2013 é uma subida, mas muito pouco acentuada, de 2% e 1%, respetivamente.

A Figura 8-2 permite visualizar para o período 2007 a 2013, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica.

Figura 8-2 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA), prevê-se que este cresça em 2013, face ao estimado para 2012, em 3%, como mostra o Quadro 8-3. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

Quadro 8-3 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

	Unidade	2011 real	Tarifas de 2012	2012 em 2012 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2013	Evolução anual %	Evolução anual %
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário SIA	EUR/MWh	88,5	90,8	91,6	3%	94,4	4%	3%

Grande parte da energia elétrica adquirida ao SIA tem origem em fontes de energia renováveis, sendo a sua evolução independente dos preços dos combustíveis, ao contrário dos custos com a energia elétrica produzida pelas centrais térmicas da EDA.

Num cenário de custos com preços de combustíveis elevados, a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2011, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento situou-se nos 130,2 EUR/MWh, enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 88,5 EUR/MWh. Para as tarifas de 2013, a situação mantém-se sendo o custo das centrais térmicas de 151,1 EUR/MWh e o custo da energia adquirida ao SIA de 94,4 EUR/MWh.

Apresenta-se no Quadro 8-4 o custo da energia elétrica adquirida desagregado por tipo de tecnologia, ocorrido em 2011, e compara-se com os valores estimados pela EDA para 2012 e previstos para 2013.

Quadro 8-4 - Custos da energia elétrica adquirida

		2011 Real			2012 em 2012 (EDA)			Tarifas 2013		
		Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total
		(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)
Aquisição ao SIA	Hídrica	32 989	88,39	2 915 882	25 480	90,80	2 819 249	28 080	94,30	2 647 944
	Geotermia	185 631	88,40	16 409 744	140 684	90,80	16 226 323	178 704	94,30	16 851 787
	Eólica	32 980	88,12	2 906 097	68 470	90,80	6 871 290	75 195	94,30	7 090 889
	Térmica	100	89,43	8 984	101	90,80	2 806	102	88,87	9 026
	Biogás	324	89,43	29 005	327	90,80	24 812	329	88,87	29 216
Aquisição de microgeração	Éolica	8	283,52	2 242	8	400,00	3 197	8	400,00	3 222
	Fotovoltaica	99	376,00	37 326	104	363,33	37 846	105	362,88	38 098
	Outros	6	261,49	1 607	7	269,60	1 861	7	269,60	1 868
Total Energia Adquirida		252 138	88,49	22 310 886	235 182	110,50	25 987 385	282 529	94,40	26 672 050

8.2.2 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema foi revista para o novo período de regulação (2012-2014). A partir de 2012, estes custos passam a ser determinados com base num mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 8-5 apresenta a desagregação dos custos de exploração para 2012 e para 2013.

Quadro 8-5 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

10 ³ €	2012	2013
Custos de exploração sujeitos a eficiência	15 557	15 201
Custos com a operação e manutenção de equipamentos	3 270	3 765
Gasóleo	16 995	14 024
Lubrificantes	1741	970
Amónia	11	42
Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais		450
Custos com o CO2		604
	37 573	35 057

Nestes custos estão incluídos custos como os da operação e manutenção de equipamentos, gasóleo, lubrificantes e amónia que são aceites pela ERSE na sua totalidade. Foram ainda incluídos este ano, os custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais e os custos com a aquisição de CO₂. Apenas os custos de exploração da empresa estão sujeitos a uma meta de eficiência.

Relativamente à inclusão dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂ a partir de 2013, interessa referir que com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão deixará de existir atribuição gratuita de licenças ao sector electroprodutor e estes custos passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos. No apuramento dos custos com CO₂, foi tido igualmente em consideração que as licenças atribuídas na 2^a fase podem ser utilizadas na 3^a fase (2013-2020). O montante aceite para o cálculo dos proveitos permitidos (604 mil €) tem implícito as quantidades que a EDA prevê adquirir (73 247 licenças) e o preço de 8,25 €/ton.

A base de custos de operação e manutenção evoluiu com base na inflação (0,2%) e na meta de eficiência (2,5%) definida em 2012 e que se encontra explicada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou a proposta de tarifas para 2012.

8.2.3 CUSTOS COM CAPITAL

Os proveitos permitidos de 2013 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2012 (9,55%). Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de - 2 556 milhares de euros¹⁷.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 93º do Regulamento Tarifário, cujos valores se apresentam no Quadro 8-6.

¹⁷ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Quadro 8-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

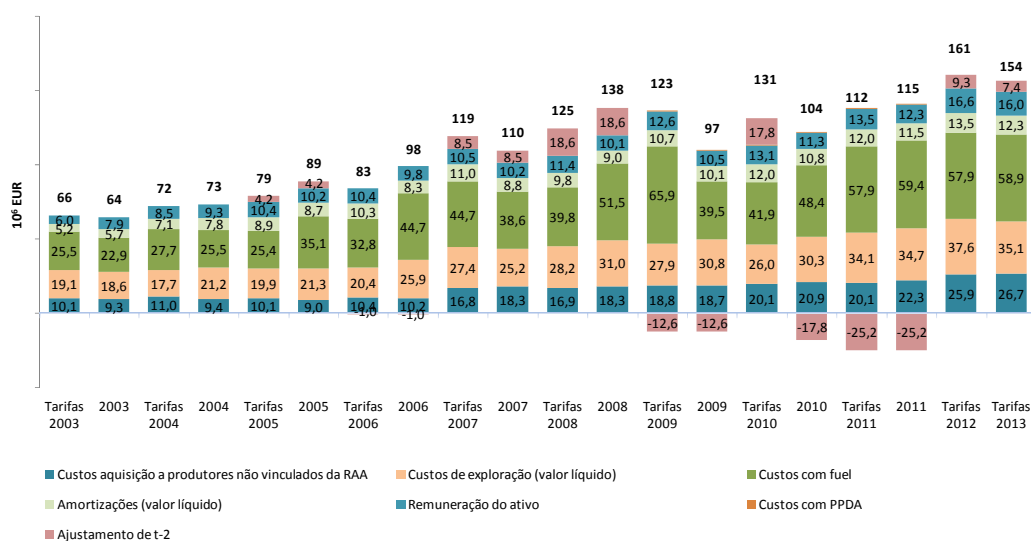
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2012	Tarifas 2013	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	25.944	26.672	2,8%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	13.488	12.315	-8,7%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	184.831	178.123	-3,6%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,00	9,00	0,0%
	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1		-2.556	
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	15.557	15.201	-2,3%
	<i>Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)</i>		0,2	
	<i>Factor de eficiência sobre a base de custos (%)</i>		2,5	
6	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE	3.270	3.765	15,1%
7	Custos com o fuel aceites pela ERSE	57.865	58.888	1,8%
8	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	18.746	15.037	-19,8%
	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO ₂ aceites pela ERSE		1.054	
11	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-8.809	-6.919	-21,5%
12	Ajustamento extraordinário relativo a t-3	449	515	
A	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	160.764	153.841	-4,3%
	Emissão para a rede (MWh)	839.496	771.870	-8,1%
	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	181,01	190,35	5,2%

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 4,3%. Não considerando os ajustamentos de t-2, a variação traduz-se numa diminuição de proveitos em 3,3%.

A Figura 8-3 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA.

Figura 8-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA



8.3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, nomeadamente:

- 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.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como as componentes variáveis unitárias dos proveitos e as metas de eficiência a aplicar a essas componentes, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou a proposta de tarifas para 2012.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuição da RAA

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No Quadro 8-7 são apresentados os valores considerados para o cálculo dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, de acordo com a expressão constante no n.º 1 do Artigo 95º do Regulamento Tarifário.

Quadro 8-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

	unidade: 10 ⁶ €	
	Tarifas 2012	Tarifas 2013
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	8.774	8.723
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	195.177	195.995
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5
Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1		-245
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15.972	15.388
Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em AT/MT e BT	7.986	7.805
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em AT/MT (milhares de EUR/energia fornecida)	0,0045	0,0044
Indutor de custos - energia fornecida AT/MT (MWh)	290.164	268.274
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em AT/MT (milhares EUR/cliente)	1,9387	1,8947
Indutor de custos AT/MT (nº médio de clientes)	696	773
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de EUR/energia fornecida)	0,0053	0,0052
Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	495.175	452.759
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares EUR/cliente)	0,0218	0,0213
Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	123.260	120.918
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	-625	-1.546
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	156	
Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44.069	44.032
Energia Distribuída (MWh)	785.339	721.033
Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	55,32	58,92
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4.001	4.134
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	109.570	112.303
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5
Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em AT/MT relativo ao ano t-1		-13
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5.324	5.251
Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em AT/MT	2.662	2.602
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em AT/MT (€/energia vendida)	0,0045	0,0044
Indutor de custos - energia fornecida AT/MT (MWh)	290.164	268.274
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em AT/MT (€/cliente)	1,9387	1,8947
Indutor de custos AT/MT (nº médio de clientes)	696	773
Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)		0,2
Factor de eficiência sobre a base de custos (%)		2,48
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-8.280	-7.973
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	66	
Proveitos Permitidos em AT/MT	28.080	28.013
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4.773	4.589
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	85.607	83.692
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5
Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1		-231
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	10.648	10.136
Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	5.324	5.204
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (€/energia vendida)	0,0053	0,0052
Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	495.175	452.759
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,0218	0,0213
Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	123.260	120.918
Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)		0,2
Factor de eficiência sobre a base de custos (%)		2,48
Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	7.655	6.427
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	90	
Proveitos Permitidos em BT	15.989	16.019

Relativamente aos valores do OPEX e conforme apresentado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, a evolução dos parâmetros (componentes fixa e variáveis) para 2013 é realizada com base na atualização à taxa de inflação (0,2%) deduzida de uma meta de eficiência (2,48%) e ajustados pelo número médio de clientes e pela energia fornecida verificados.

Os proveitos permitidos de 2013 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2012 (10,05%). Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de - 245 milhares de euros¹⁸.

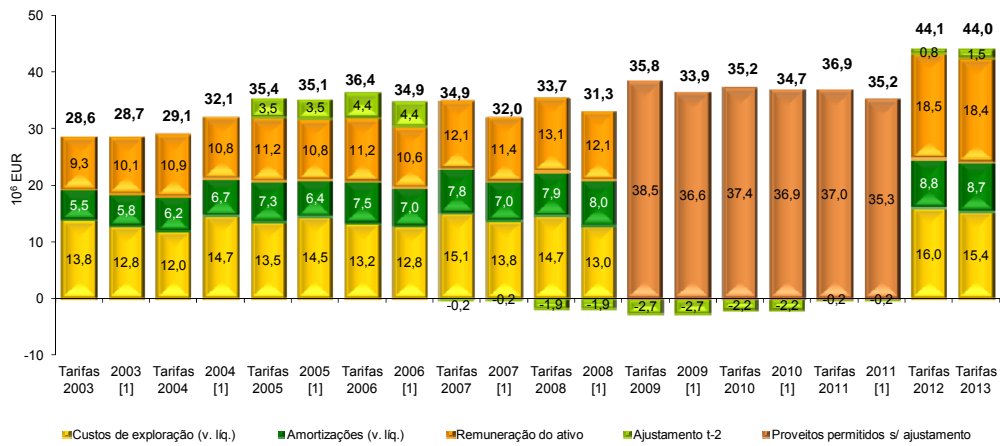
A Figura 8-4 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2003 e 2013. Para o período 2009 a 2011, o valor é apresentado em duas parcelas:

- Ajustamentos de t-2.
- Proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis dos proveitos às quantidades previstas.

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2013, apresentam um decréscimo de 0,1% relativamente às tarifas de 2012. Excluindo os ajustamentos, verifica-se um decréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 2,2%.

¹⁸ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

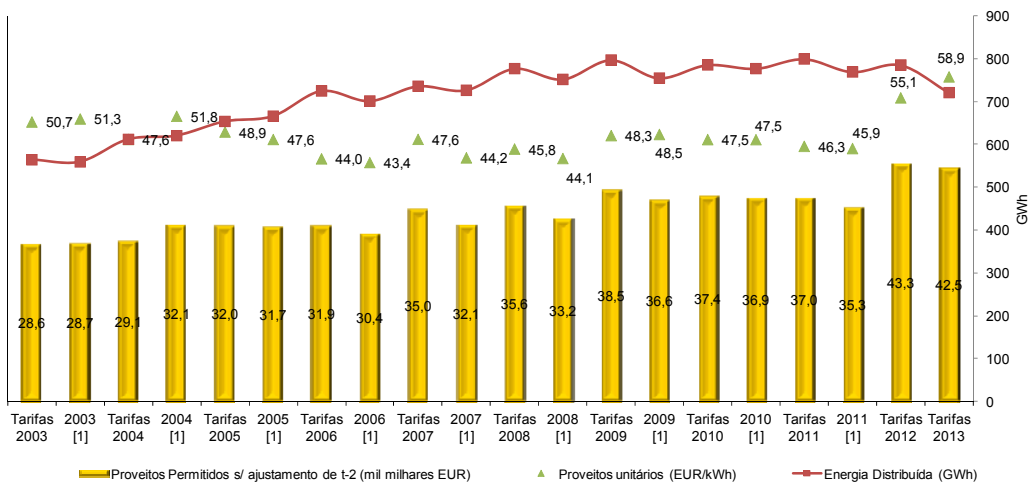
Figura 8-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA



Nota: ^[1] Os valores de 2003 a 2011 dizem respeito aos custos aceites pela ERSE.

A Figura 8-5 apresenta os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica excluindo o efeito dos ajustamentos de t-2, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh.

Figura 8-5 - Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários



Nota: ^[1] Os valores de 2003 a 2011 dizem respeito aos custos aceites pela ERSE.

8.4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, nomeadamente:

- 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, 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.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essas componentes, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou a proposta de tarifas para 2012.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 96º do Regulamento Tarifário. No Quadro 8-8 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuição da RAA

Quadro 8-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

	unidade: 10 ⁶ €	
	Tarifas 2012	Tarifas 2013
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	616	521
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4.236	4.018
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6.054	5.962
Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1		-138
Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT e BT	3.027	3.005
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,2231	0,2351
Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	696	773
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares de EUR/cliente)	0,0233	0,0230
Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	123.260	120.918
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-225	-262
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	16	
Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7.313	6.989
Energia Fornecida (MWh)	785.339	721.033
Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,02	9,33
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	90	88
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	739	594
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	311	346
Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1		-5
Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT	155	164
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (€/cliente)	0,2231	0,2351
Indutor de custos (nº médio de clientes)	696	773
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-135	-152
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	1	
Proveitos Permitidos em MT	607	638
Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	526	433
Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3.496	3.423
Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5
Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5.743	5.616
Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1		-133
Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	2.872	2.841
Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,0233	0,0230
Indutor de custos (nº médio de clientes)	123.260	120.918
Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-90	-109
Ajustamento dos Proveitos obtidos pela EDA em 2009 por aplicação das tarifas de venda a clientes finais da RAA	15	
Proveitos Permitidos em BT	6.706	6.351

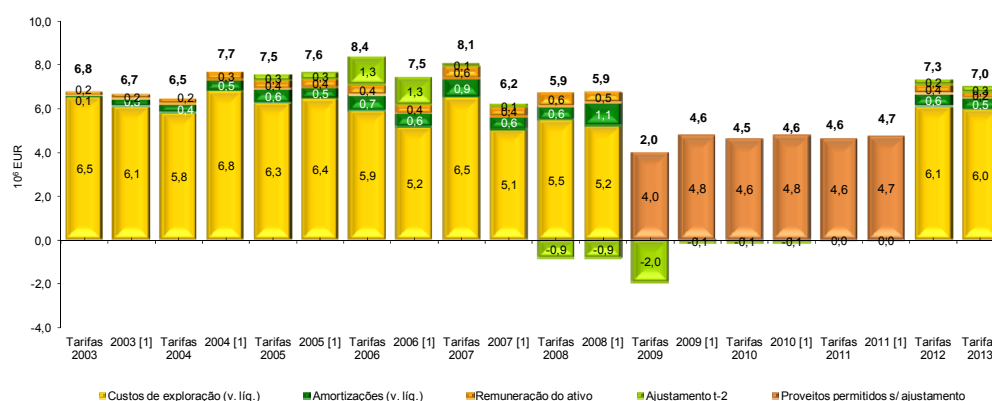
Os proveitos permitidos propostos pela ERSE, para as tarifas de 2013, verificam um decréscimo na ordem dos 4,4% relativamente ao valor de tarifas de 2012. Excluindo os ajustamentos, o decréscimo de proveitos permitidos é de 5,1%.

Relativamente aos valores do OPEX, conforme mencionado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, de dezembro de 2012, os valores aceites (componente fixa e variável) para os anos 2013 e 2014 correspondem aos que foram apresentados pela EDA, tendo sido apenas ajustados pelo número médio de clientes verificado.

Os proveitos permitidos de 2013 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2012 (10,05%). Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de - 138 milhares de euros¹⁹.

A Figura 8-6 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2013. Para 2009 a 2011, os valores são apresentados em duas parcelas: ajustamentos de t-2 e proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis unitárias dos proveitos de MT e de BT, ao número médio de clientes previsto pela EDA.

Figura 8-6 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

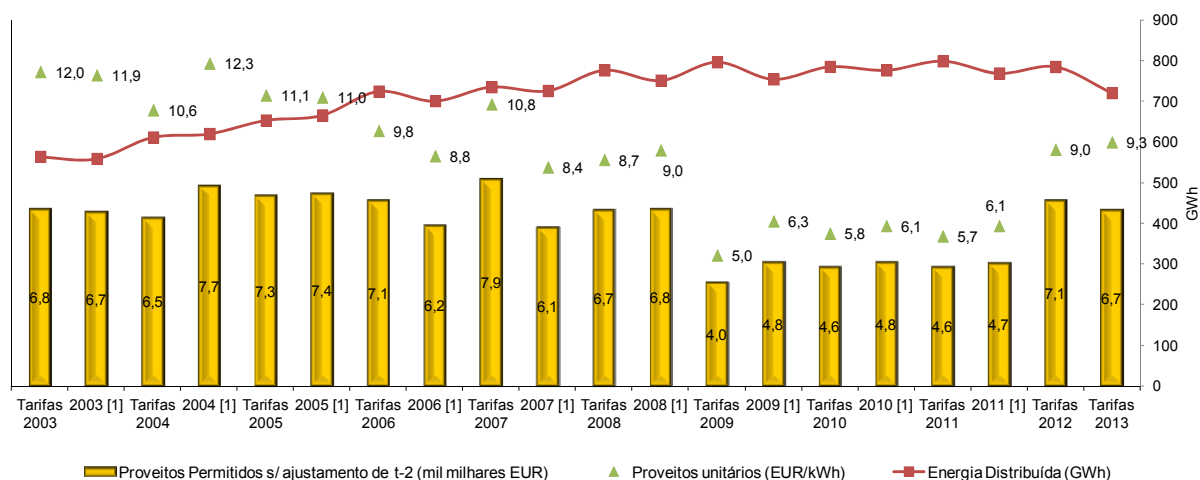


Nota: ^[1] Os valores de 2003 a 2011 dizem respeito aos custos aceites pela ERSE.

A Figura 8-7 apresenta os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica excluindo o efeito dos ajustamentos de t-2, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh.

¹⁹ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Figura 8-7 - Proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários



Nota: [1] Os valores de 2003 a 2011 dizem respeito aos custos aceites pela ERSE.

8.5 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2013

No Quadro 8-9 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2013 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 8-9 - Proveitos permitidos à EDA para 2013

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2012	Tarifas 2013	T2013 /T2012
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	160.764	153.841	-4,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44.069	44.032	-0,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7.313	6.989	-4,4%
Proveitos permitidos da EDA	212.145	204.863	-3,4%

Verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 3,4% (7,3 milhões de euros).

Não considerando os ajustamentos de 2011, observa-se um decréscimo dos proveitos em 3,1%.

Quadro 8-10 - Proveitos permitidos à EDA, para 2013, excluindo ajustamentos

	Tarifas 2012	Tarifas 2013	T2013 /T2012
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	151.954	146.922	-3,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	43.444	42.486	-2,2%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7.087	6.728	-5,1%
Proveitos permitidos da EDA	202.486	196.136	-3,1%

8.6 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 8-11 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

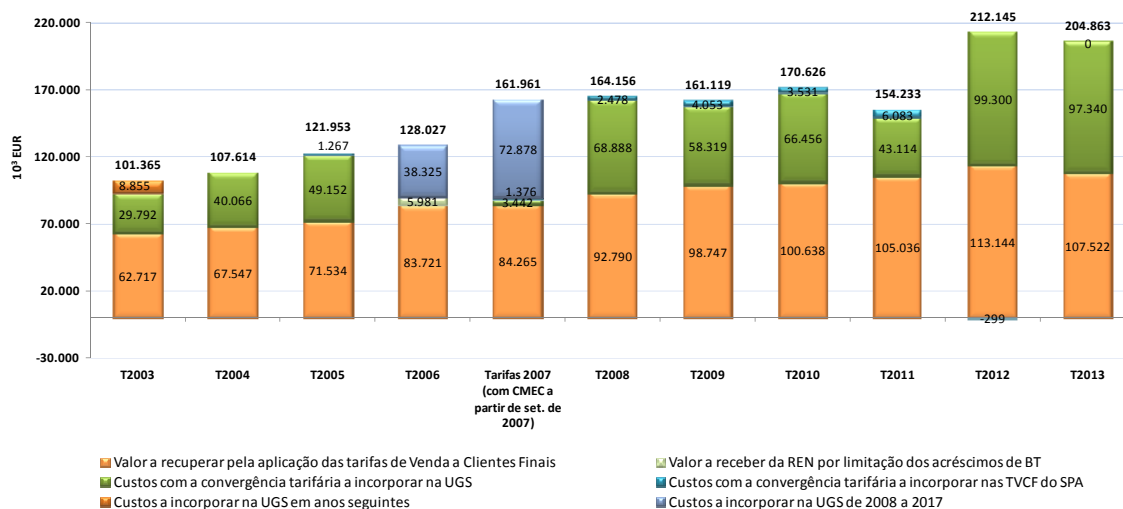
Quadro 8-11 - Custo com a convergência tarifária da RAA

Unidade: 10⁷ EUR

	Tarifas 2012	Tarifas 2013
$\bar{S}_{A, j,t}^{AGS}$ Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA	74.849	72.753
$\bar{R}_{A, j,t}^{AGS}$ Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	160.764	153.841
$\bar{R}_{AGS, j,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da 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	86.140	81.088
$\bar{S}_{RAA, j,t}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de AGS da RAA	-226	0
$\bar{S}_{A, j,t}^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica na RAA	19.061	19.405
$\bar{R}_{A, j,t}^D$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44.069	44.032
$\bar{R}_{D, j,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	25.065	24.627
$\bar{S}_{RAA, j,t}^D$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de DEE da RAA	-57	0
$\bar{S}_{A, j,t}^C$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica na RAA	5.390	5.182
$\bar{R}_{A, j,t}^C$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7.313	6.989
$\bar{R}_{C, j,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	1.939	1.808
$\bar{S}_{RAA, j,t}^C$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de CEE da RAA	-16	0
$\bar{R}_{RAA, j,t}^{Tot}$ Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	99.300	97.340

A Figura 8-8 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2013.

Figura 8-8 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2012



O direito ao recebimento dos créditos resultantes dos valores em dívida associados aos custos com a convergência tarifária da EDA referentes aos anos de 2006 e 2007, respetivamente no montante de 39 687 milhares de euros e de 72 878 milhares de euros, num total de 112 565 milhares de euros, foi cedido pela EDA ao Banco Comercial Português, SA e à Caixa Geral de Depósitos, SA. Nesse sentido, o valor da renda no montante de 12 489 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema em 2013 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos bancos cessionários referidos anteriormente.

9 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM desenvolve atividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo, ainda, energia elétrica a outros produtores.

Este ponto inicia-se com uma análise de questões que são comuns a todas as atividades reguladas da empresa, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada atividade.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica é realizada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, que acompanhou o documento de Tarifas 2013.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EEM, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2013.

9.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ATIVIDADES DA EEM

9.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso das três atividades da EEM ao nível do seu CAPEX²⁰, bem como as necessidades inerentes à definição de uma nova base de custos ao nível do OPEX²¹ líquido das mesmas atividades, determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pela empresa sejam convenientemente justificados.

A informação enviada pela EEM, respeitante aos anos de 2012 a 2013, está de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia elétrica.
- Investimentos e participações por atividade.
- Informação económica das atividades reguladas, nomeadamente, custos e proveitos por atividade, e os imobilizados líquidos em exploração.
- Número de clientes por nível de tensão.

²⁰ *Capital expenditures.*

²¹ *Operational expenditures.*

De uma forma geral, a informação enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas aprovadas pela ERSE.

Acresce referir que, ao longo dos diversos processos de cálculo dos proveitos permitidos, a EEM tem vindo a demonstrar uma melhoria importante no envio de informação e das respetivas justificações, incidindo os pedidos de informação adicionais sobre um número de temas cada vez menor. No entanto, a ERSE realça, uma vez mais, que esta informação adicional e as justificações dos valores constantes nas normas deve acompanhar a informação até 15 de junho. A disponibilização atempada de toda a informação justificativa dos valores reais e dos valores previsionais, permitirá à ERSE um desempenho acrescido no exercício da regulação económica em benefício, quer dos consumidores, na proteção dos seus interesses, quer das empresas, na garantia do seu equilíbrio económico-financeiro.

9.1.2 ANÁLISE DO VALOR ENVIADO DE 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. A EEM fica, deste modo, obrigada ao pagamento à IPM – Iluminação Pública da Madeira – Associação de Municípios de uma taxa estipulada em 7,5% sobre o valor anual das vendas de energia elétrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública).

O Conselho Tarifário no seu parecer sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2008” defende que *...”a nova taxa criada pelo Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de Janeiro, com efeitos retroativos a 1 de Janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultraperiférico da Região Autónoma da Madeira, pelo que não deverá avolumar os sobrecustos de convergência já suportados pelos consumidores do Continente através da tarifa”*.

A ERSE considera que a aplicação do referido Decreto Legislativo Regional 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.

Apesar disso, considerou-se que os custos administrativos de interesse regional, criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados.

A neutralidade da repercussão destes custos administrativos no sobrecusto com a convergência tarifária paga pelos consumidores de Portugal continental obriga à sua repercussão integral nas tarifas de Venda

a Clientes Finais da Madeira. Importa referir que a aplicação da situação mencionada apresenta um impacte tarifário significativo.

A EEM, em carta dirigida à ERSE, solicitou que os custos das taxas cobradas pelos municípios da Região Autónoma da Madeira, a título de ocupação do domínio público municipal, não sejam refletidos nas tarifas a suportar pelos consumidores daquela Região Autónoma.

Assim, nas tarifas de 2013, e à semelhança do procedimento efetuado no processo de fixação das tarifas para os anos anteriores, não se reconhecem os custos com a utilização do domínio público municipal pelas infraestruturas da EEM.

9.1.3 PROVISÕES PARA CLIENTES DE COBRANÇA DUVIDOSA

Em sequência da decisão relativamente à não aceitação das dívidas incobráveis no continente, a ERSE entende não ser igualmente aceitável a inclusão de provisões para clientes de cobrança duvidosa no cálculo dos proveitos permitidos, pelo que o seu valor não foi incluído nos custos não controláveis aceites pela ERSE.

9.1.4 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS - FROTA AUTOMÓVEL

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 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 EEM apreciou 8 propostas, de 6 concorrentes, sendo que a proposta vencedora estabelece um custo global de 2 559 milhares euros (valor sem IVA) a repartir por 4 anos (2011 a 2014), em regime de renda fixa, para a gestão de uma frota constituída por 127 viaturas, estando incluído neste valor, para além dos custos relacionados com o aluguer da viatura, os custos com manutenção, com a substituição de pneus, com viaturas de substituição, com seguros e serviços de gestão.

A ERSE gostaria de salientar que, 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 global anual apresentado pela EEM em 2013 repartido por atividade, foi aceite na totalidade pela ERSE, não sendo sujeito à aplicação de metas de eficiência.

9.1.5 TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EEM

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, as taxas de remuneração a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM para 2013 são de 9%, 9,5% e 9,5%, respetivamente.

9.2 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório iniciado em 2012 implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

Neste contexto, destacam-se as alterações verificadas ao nível do OPEX líquido, passando de uma metodologia de regulação por custos aceites em base anual²², 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.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a definição da base de custos do OPEX, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014, encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou o documento de tarifas para 2012.

9.2.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DE AGS

CUSTOS COM FUELÓLEO

Os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE para tarifas de 2013, resultam da aplicação de novos parâmetros para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas, os quais foram apurados com base no estudo realizado pela KEMA (“*Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel oil purchase activity*”), e devidamente analisados pela ERSE.

²² Recorde-se que, no anterior período regulatório, na fixação dos proveitos permitidos desta atividade, o OPEX aceite pela ERSE tinha em consideração uma taxa de eficiência de 1% face à evolução do PIB.

Com base nas conclusões deste estudo foram determinados os custos eficientes de descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e considerados para tarifas de 2013.

O quadro seguinte apresenta os custos com o fuelóleo (totais e unitários) aceites pela ERSE. A justificação para os referidos valores encontra-se no documento “Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas” no qual a ERSE analisa os valores obtidos no estudo da KEMA.

Quadro 9-1- Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2013

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2013 (t)	Custos totais		Custos unitários		
			Custos aceites de descarga e armazenamento €	Custos aceites 2013 €	Custo previsto EEM €/t	Custo aceite €/t	desvio
Madeira	583,235	89 447	1 501 815	53 670 397	545,62	600,02	10,0%
Porto Santo	583,235	5 339	34 704	3 148 593	603,45	589,73	-2,3%
EEM	583,235	94 786	1 536 519	56 818 990	548,88	599,44	9,2%

INVESTIMENTOS

O total de investimento previsto realizar na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema no decorrer do ano de 2013 ascende a cerca de 46 milhões de euros²³. Os investimentos nesta atividade têm em vista, essencialmente, reforçar o sistema electroprodutor da Região Autónoma, sobretudo no que respeita aos sistemas hidroelétricos reversíveis da Ilha da Madeira.

Os principais investimentos previstos para 2013 são os descritos nos pontos seguintes:

- Ampliação do sistema hidroelétrico da Calheta, compreendendo as seguintes componentes: construção da nova central da Calheta com dois grupos de 15 MW de potência unitária, estações elevatórias do Paul da Serra e da Calheta, barragem do Pico da Urze, conduta forçada/elevatória e barragem de restituição do Lombo do Salão.
- Central Térmica da Vitória (CTV) – estão programadas grandes reparações nos grupos eletrogéneos devido à utilização intensiva da central, bem como o acondicionamento do *sea-line* de descarga de combustível e das chaminés da CTV III.
- Hídricas – compreende os seguintes investimentos: (i) recuperação da Central dos Socorridos e aquisição de rodas Pelton (ii) requalificação da Central Hidroelétrica da Calheta; (iii) recuperação da Central Hidroelétrica de Inverno da Calheta e (iv) recuperação de canais.

²³ Este valor exclui os montantes de investimento em licenças de CO₂ (2 milhões de euros).

- Central Termoelétrica do Porto Santo – compreende, essencialmente, a instalação de tecnologia adequada que permita assegurar o controlo de frequência da rede, bem como a climatização da central.

ACERTO PROVISÓRIO DO CUSTO COM CAPITAL RELATIVO A T-1

Os proveitos permitidos de 2013 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa do imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final (9,55%). Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de 498 milhares de euros²⁴.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 9-2 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos de outros proveitos enviados pela EEM para cálculo dos proveitos permitidos desta atividade em 2013, bem como os custos de exploração líquidos, aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2013.

Quadro 9-2 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos

Unidade: 10³ EUR

Custos de Exploração	Tarifas 2013	2013 EEM	Δ% Tarifas 2013 /2013 EEM
Custos de Exploração			
Materiais Diversos		3 353	
Fornecimentos e Serviços Externos		2 034	
Pessoal		8 301	
Outros custos Operacionais		544	
Custos de exploração líquidos de outros proveitos	13 470	14 232	-5,4%

Pela análise do Quadro 9-2, verifica-se uma variação de -5,4% entre os valores aceites pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2013 e os valores propostos pela EEM para 2013. Neste sentido, serão aceites, para efeito do cálculo de tarifas de 2013, cerca de 94,6% dos custos propostos pela EEM.

Recorde-se que a metodologia de aceitação, por parte de ERSE, dos custos de exploração controláveis da atividade de AGS, foi alterada no presente período regulatório.

²⁴ Um desvio positivo significa um valor a devolver à empresa.

Deste modo, os valores aceites pela ERSE, bem como a definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, e as metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014 encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou o documento de tarifas para 2012.

CUSTOS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PRODUTIVOS

De acordo com a nova metodologia de aceitação de custos na atividade de AGS, para o período regulatório de 2012 a 2014, os custos incorridos pela EEM com operação e manutenção dos equipamentos produtivos não são sujeitos a metas de eficiência. Deste modo, a ERSE aceitou o valor de 1 248 milhares de euros com custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS, para cálculo do montante de proveitos permitidos da empresa para 2013.

OUTROS CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS E LUBRIFICANTES

Os outros custos com combustíveis e lubrificantes, nomeadamente gasóleo, óleo, biofuel e amónia, propostos pela EEM para 2013, no valor de 3 112 milhares de euros, foram aceites na totalidade pela ERSE.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - FROTA AUTOMÓVEL E LICENÇAS DE CO₂

Conforme anteriormente referido, os custos incorridos pela EEM com a frota automóvel, no valor de 96 milhares de euros, foram aceites pela ERSE.

Refira-se que, na medida em que a abertura de um concurso internacional para a gestão da frota automóvel se traduziu numa racionalização dos custos propostos pela empresa, o valor apresentado pela EEM foi aceite na totalidade pela ERSE, não sendo sujeito à aplicação de metas de eficiência.

Acresce referir que, com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, deixará de existir atribuição gratuita de licenças ao sector eletroprodutor, pelo que os custos incorridos pela EEM com aquisição de licenças de emissão de CO₂ passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos.

Deste modo, e tendo em conta que (i) a EEM prevê adquirir 302 350 licenças (apenas as necessárias tendo em atenção as emissões previstas para esse ano, e tendo em conta que as licenças excedentes dos anos anteriores serão vendidas na sua totalidade no decurso de 2012) e (ii) tendo sido utilizado para

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

valorização destas licenças o preço de 8,24756 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 2 494 milhares de euros.²⁵

9.2.2 PROVEITOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 100º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-3 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2013, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2012.

Quadro 9-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2012	Tarifas 2013	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	11 344	11 891	4,8%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	168 517	161 846	-4,0%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	9,00%	9,00%	0 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1		498	
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	27 552	31 209	13,3%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	22 558	22 265	-1,3%
g	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	13 470	-2,3%
	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE			
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	1 243	1 248	0,4%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	50 798	56 819	11,9%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	4 383	3 112	-29%
	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado			
k	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	2 494	
l	Custos previstos para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	95	96	1,1%
m	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	0	0	
n	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-11 057	-5 516	-50,1%
1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l + m -	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	157 981	163 183	3,3%
	Emissão para a rede (MWh)	935 241	892 536	-4,6%
	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	157,10	176,65	12,4%

Pela análise do Quadro 9-3 verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2013 registam um ligeiro aumento face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2012. Excluindo os ajustamentos

²⁵ Importa referir que não se considerou qualquer remuneração afeta às licenças de CO₂ adquiridas, sendo apenas considerados o respetivo valor das Depreciações e Amortizações do ano.

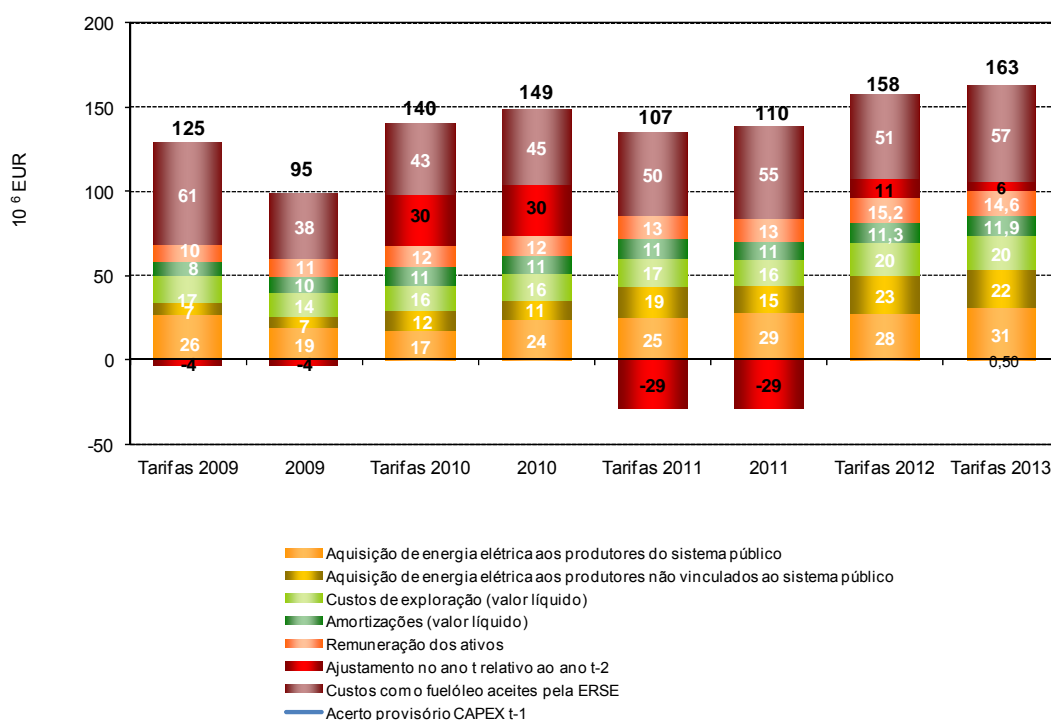
relativos a t-2, os proveitos permitidos para 2013 apresentam um aumento de 7,3% e os proveitos por unidade emitida para a rede, um aumento de 12,4%.

O valor da energia elétrica adquirida, bem como o valor do fuelóleo aceite, representam, em conjunto, cerca de 70% do total dos proveitos permitidos de 2013 (excluindo os ajustamento de t-2), pelo que a evolução destes custos explicam, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta atividade. Uma vez que o valor aceite para tarifas para 2013 é superior ao valor aceite para tarifas para 2012, o valor dos proveitos permitidos de 2013 (excluindo o fator do ajustamento de t-2) é condicionado por essa evolução.

A Figura 9-1 apresenta, para os anos de 2009 a 2013, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2009 a 2011. A comparação entre o valor do ano de 2011 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2011 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2011 e 2012 a repercutir nas tarifas de 2013".

Pela análise da figura seguinte, é possível verificar o peso significativo dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, dos custos com a aquisição de energia elétrica e do ajustamento de t-2, no nível de proveitos permitidos de AGS ao longo do período em análise.

Figura 9-1 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM



9.3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o atual período regulatório, iniciado em 2012, implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, nomeadamente:

- 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 para 2013 e 2014.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como as componentes variáveis unitárias dos proveitos e as metas de eficiência a aplicar a essas componentes, encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou o documento de tarifas para 2012.

9.3.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DA DEE

INVESTIMENTOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

O total de investimento previsto realizar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica no decorrer no ano de 2013 ascende a cerca de 22 milhões de euros²⁶, contemplando a rede de transporte, bem como a rede de distribuição. Os investimentos nesta atividade têm em vista, por um lado, dotar a rede de transporte de estruturas adequadas à evolução do sistema electroprodutor e à eventual ocorrência de incidentes na rede e, por outro, promover melhorias na rede de distribuição em MT e BT, com vista a garantir os padrões da qualidade de serviço.

Face ao exposto, os principais investimentos previstos para 2013 são esquematizados nos pontos seguintes:

- Rede de transporte:
 - Investimentos em subestações e postes de corte/seccionamento.
 - Investimentos em linhas de Alta Tensão.

²⁶ Este valor exclui os montantes de investimentos relacionados com contadores.

- Telecomando e Telecomunicações: inclui intervenções nas áreas de (i) rede de telecomunicações em fibra ótica; (ii) ampliação/remodelação das salas técnicas de telecomunicações; (iii) equipamento de medida; (iv) sistemas de operação, supervisão e manutenção das redes de telecomunicações; e (v) rede móvel e telefónica.
- Despacho: compreende investimentos (i) na substituição das Unidades Remotas Terminais em funcionamento nas centrais hídricas; (ii) na migração do SCADA para uma plataforma que permita a extensão da vida útil do Sistema de Comando e Controlo; (iii) no telecomando de PT's e (iv) na supervisão da Central de Porto Santo.
- Rede de distribuição:
 - Investimentos nas redes de Média Tensão, Baixa Tensão e Iluminação Pública.
 - Intervenções em Postos de Transformação.

ACERTO PROVISÓRIO DO CUSTO COM CAPITAL RELATIVO A T-1

Os proveitos permitidos de 2013 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa do imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2012 (10,05%). Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de -842 milhares de euros²⁷ (- 568 milhares de euros em MT e -274 milhares de euros em BT).

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 9-4 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos de outros proveitos enviados pela EEM para cálculo dos proveitos permitidos desta atividade em 2013, bem como os custos de exploração líquidos, aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2013.

²⁷ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Quadro 9-4 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	2013 EEM	Δ% Tarifas 2013 /2013 EEM
Custos de Exploração			
Materiais Diversos		922	
Fornecimentos e Serviços Externos		2 982	
Pessoal		13 720	
Outros custos Operacionais		756	
Total		18 380	
Proveitos			
Prestações serviços outros proveitos		368 220	
Total		589	
Custos de exploração líquidos de outros proveitos	18 277	17 791	2,7%

Conforme anteriormente referido, pese embora o OPEX da atividade de Distribuição de Energia Elétrica continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, à semelhança do período regulatório precedente, 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 para 2013 e 2014.

Refira-se que, os valores aceites pela ERSE, bem como a definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação e as metas de eficiência²⁸ a aplicar encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou o documento de tarifas para 2012.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - FROTA AUTOMÓVEL

Conforme anteriormente referido, os custos incorridos pela EEM com a frota automóvel, no valor de 650 milhares euros (155 milhares de euros em MT e 495 milhares de euros em BT), foram aceites pela ERSE, fora do mecanismo de *price cap*.

9.3.2 PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 102º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-5 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos

²⁸ No ano de 2013 a meta de eficiência aplicada foi de 5%.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

permitidos para 2013, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2012.

Quadro 9-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

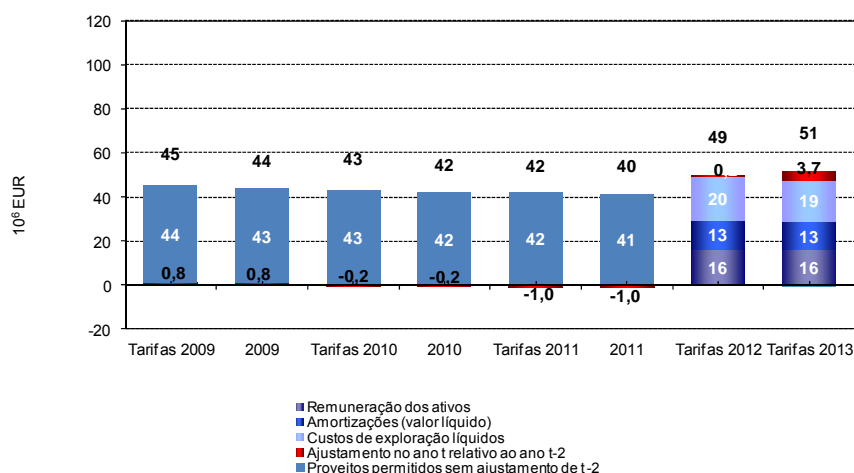
Unidade: 10² EUR

		Tarifas 2012	Tarifas 2013	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 748	8 017	3,5%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	119 252	116 337	-2,4%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	9,50%	9,50%	0 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1		-568	
e	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE	4 938	4 930	-0,2%
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, em MT, aceites pela ERSE	0		
g	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	136	155	14,3%
h	Custos estimados para o ano t, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0		
i	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	3 245	-1 464	-145,1%
1 = a + b * c + d + e + f + g + h - i	Proveitos Permitidos em MT	20 906	25 051	19,8%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 468	5 123	-6,3%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	50 894	48 488	-4,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	9,50%	9,50%	0 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1		-274	
e	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE	14 232	13 347	-6,2%
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, em BT, aceites pela ERSE	0		
g	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	497	495	-0,4%
h	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0		
i	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-3 402	-2 190	-35,6%
2 = a + b * c + d + e + f + g + h - i	Proveitos Permitidos em BT	28 434	25 487	-10,4%
3 = 1 + 2	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 340	50 538	2,4%
	Energia Distribuída (MWh)	854 219	815 676	-4,5%
	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	57,6	57,5	-0,2%

A análise do quadro evidencia um crescimento do nível dos proveitos permitidos de 2013 face aos valores aceites das tarifas para 2012 de cerca de 2,4%. Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos para igual período apresenta uma quebra de cerca de 5%.

Na Figura 9-2 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2009 a 2013, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2011 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2011 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2011 e 2012 a repercutir nas tarifas de 2013". Importa referir que os proveitos permitidos fixados a partir de 2009 refletem a reestruturação efetuada nesta atividade com a inclusão de parte dos custos da atividade de CEE.

Figura 9-2 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM



9.4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, nomeadamente:

- 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, 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.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essas componentes, encontram-se justificados no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou o documento de tarifas para 2012.

9.4.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DA CEE

INVESTIMENTOS

O total de investimento previsto realizar na atividade de Comercialização de Energia Elétrica no decorrer no ano de 2012 ascende a cerca de 0,3 milhões de euros.

ACERTO PROVISÓRIO DO CUSTO COM CAPITAL RELATIVO A T-1

Os proveitos permitidos de 2013 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2012, determinado de acordo com a estimativa do imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2012 (10,05%). Assim, o valor incluído nas tarifas de 2013 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de -12 milhares de euros²⁹ (-1 milhão de euros em MT e -11 milhares de euros em BT).

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 9-6 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos de outros proveitos enviados pela EEM para cálculo dos proveitos permitidos desta atividade em 2013, bem como os custos de exploração líquidos, aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2013.

Quadro 9-6 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	2013 EEM	Δ% Tarifas 2013 /2013 EEM
Custos de Exploração			
Materiais Diversos		69	
Fornecimentos e Serviços Externos		1 125	
Pessoal		2 686	
Outros custos Operacionais		17	
Total		3 897	
Proveitos			
Prestações serviços		133	
outros proveitos		48	
Total		181	
Custos de exploração líquidos de outros proveitos	4 243	3 717	14,2%

²⁹ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Conforme anteriormente referido, pese embora, à semelhança do período regulatório precedente, o OPEX líquido da atividade de Comercialização de Energia Elétrica continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi alterada a metodologia de cálculo dos custos aceites para tarifas de 2012.

Refira-se que, os valores aceites pela ERSE, bem como a definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, e as metas de eficiência a aplicar encontram-se justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou o documento de tarifas para 2012.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA – CONTACT CENTER

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 2013, estima-se a ocorrência de 179 000 contactos, perfazendo um custo total de 204 milhares de euros, sendo alocado 10% destes custos no nível de tensão MT (20 milhares de euros) e 90% destes, em BT (184 milhares de euros).

9.4.2 PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Comercialização de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 103º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-7 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2013, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2012.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

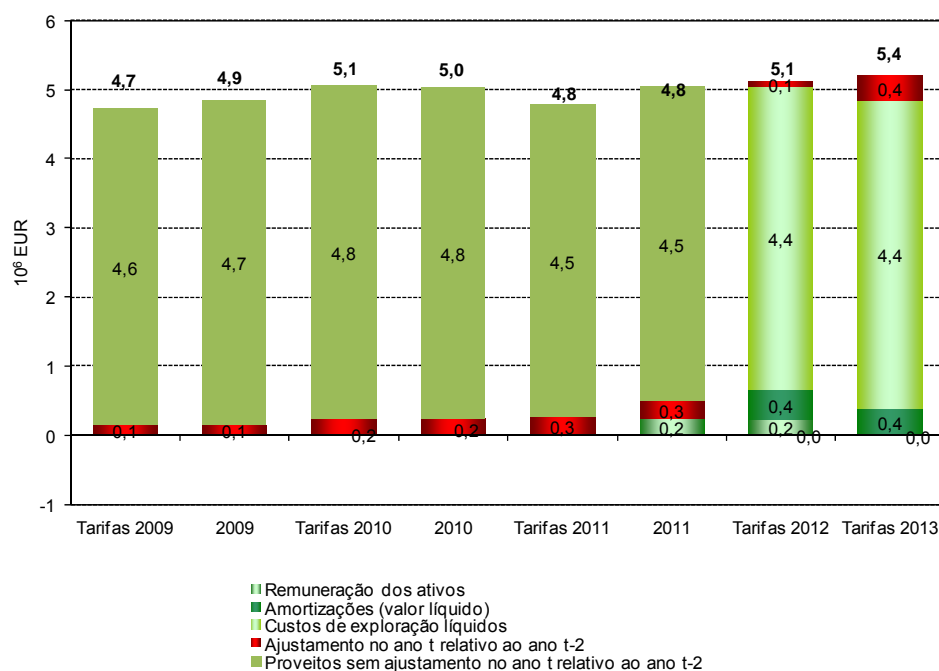
Unidade: 10⁵ EUR

		Tarifas 2012	Tarifas 2013	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	42	39	-7,4%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	258	242	-6,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	9,50%	9,50%	0 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1		-1	
e	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE	419	457	9,0%
f	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	20	20	2,7%
g	Custos estimados em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0		
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-17	-71	314,3%
1 = a + b * c + d + e + f + g - h	Proveitos permitidos em MT	523	609	16,5%
a	Amortizações do ativo afeto fixo à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	379	351	-7,4%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 323	2 179	-6,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	9,50%	9,50%	0 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1		-11	
e	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE	3 774	3 786	0,3%
f	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	181	184	1,6%
g	Custos estimados em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0		
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-59	-294	397,7%
2 = a + b * c + d + e + f + g - h	Proveitos permitidos em BT	4 614	4 810	4,3%
3 = 1 + 2	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 137	5 420	5,5%
	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)	36,7	36,6	-0,3%

Pela análise do quadro verifica-se um aumento do nível dos proveitos permitidos para 2013 de 5,5%, face aos valores aceites nas tarifas para 2012.

A Figura 9-3 evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2009 a 2013, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Tal como nas restantes atividades, a comparação entre o valor do ano de 2011, aceite pela ERSE, e o valor das tarifas de 2011 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2011 e 2012 a repercutir nas tarifas de 2013". Os proveitos permitidos fixados a partir de 2009 refletem a reestruturação efetuada que consistiu na transferência de custos desta atividade para a atividade de DEE.

Figura 9-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM



9.5 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2013

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2013 é apresentado no Quadro 9-8. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2012.

Quadro 9-8 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	157 981	163 183	3,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 340	50 538	2,4%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 137	5 420	5,5%
Proveitos permitidos da EEM	212 458	219 141	3,1%

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Os proveitos permitidos da EEM para 2013 apresentam um aumento de 3,1% face aos valores de 2012. A atividade de AGS, sendo a atividade com maior peso no total dos proveitos permitidos da empresa e, apresentando um aumento face a 2012, justifica a evolução global dos proveitos permitidos da EEM. Analisando conjuntamente as atividades de DEE e de CEE, os proveitos aumentam 2,7%, para igual período.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2 (cerca de 9,5 milhões a recuperar pela empresa), os proveitos permitidos da EEM apresentam um crescimento de cerca de 4,2% (Quadro 9-9). Excluindo o efeito do ajustamento, a atividade de AGS apresenta um crescimento na ordem dos 7,3%, e as atividades de DEE e de CEE decrescem 4,7% e 0,1% respetivamente, entre os valores de 2012 e 2013.

Quadro 9-9 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Varição (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	146 924	157 667	7,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 183	46 884	-4,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 060	5 055	-0,1%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)	201 168	209 606	4,2%

9.6 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 9-10 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2012 e 2013. É igualmente apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉTRICO EM 2013

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Quadro 9-10 - Custo com a convergência tarifária na RAM

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2012	Tarifas 2013
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	62 553	70 063
\tilde{R}_t^{MAGS}	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	157 981	163 183
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	94 871	93 120
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de AGS da RAM	557	0
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	18 627	19 400
$\tilde{R}_{j,t}^{MD}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 340	50 538
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	30 547	31 137
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de DEE da RAM	166	0
$\tilde{S}M_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	2 949	3 385
$\tilde{R}_{j,t}^{MC}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 137	5 420
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	2 162	2 035
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de CEE da RAM	26	0
	Custo com a Convergência Tarifária	84 129	92 849
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	84 129	92 849

O valor do Custo com a Convergência Tarifária da RAM nas tarifas para 2013 é de 92 849 milhares de euros sendo totalmente recuperada através da tarifa de UGS.

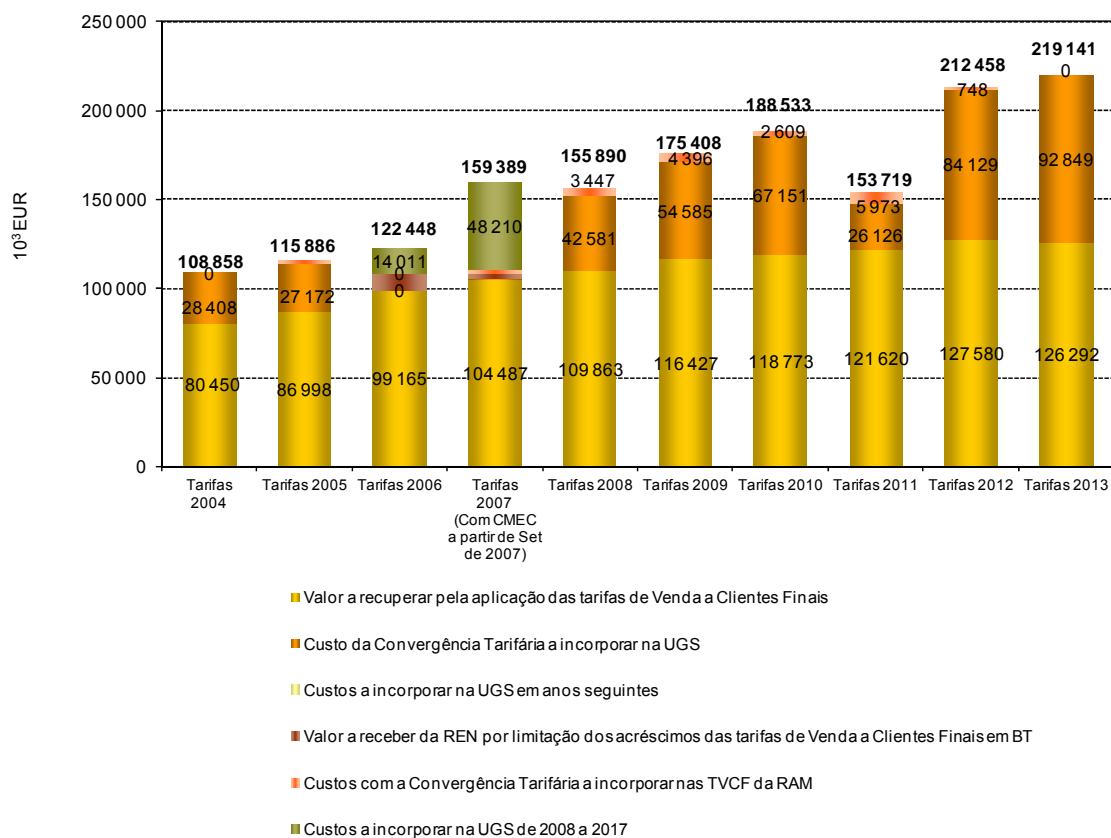
A Figura 9-4 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

- Valor a recuperar aplicando as tarifas de Venda a Clientes Finais.
- Custo da convergência tarifária a incorporar na UGS.
- Custos a incorporar na UGS em anos seguintes.

- Custos a incorporar na UGS de 2008 a 2017.
- Valor a receber da REN por limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT.
- Custos da convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM.

Esta figura permite comparar os valores de proveitos permitidos aceites para cálculo das tarifas desde 2004.

Figura 9-4 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Entre os valores de 2012 e 2013, o custo com a convergência tarifária a incorporar na UGS apresenta um aumento na ordem dos 9 milhões de euros, tendo, igualmente, crescido o peso desta rubrica no total dos proveitos permitidos.

A 11 de dezembro de 2007, a EEM celebrou um contrato de cessão de créditos referentes aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007³⁰ com o Banco Comercial Português, S.A. e a Caixa Geral de Depósitos, S.A.. Estes bancos passam a deter, em partes iguais, o direito ao recebimento das rendas a serem incorporadas na tarifa UGS até ao ano de 2017. A anuidade referente ao ano 2013 é de 6 959 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2013.

³⁰ Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro que estabelece que os custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 serão recuperados através da tarifa de UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008.