



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

Dezembro de 2008

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	PRESSUPOSTOS	3
3	CUSTOS COM OS PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL.....	7
4	ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE	11
4.1	Actividade desenvolvida pela REN Trading	11
4.2	Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	20
4.2.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	21
4.2.2	Actividade de Gestão Global do Sistema.....	26
4.2.3	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	33
4.3	Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição	39
4.3.1	Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	44
4.3.1.1	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a Produtores em regime especial	44
4.3.1.2	Défice tarifário de BT	46
4.3.1.3	Custos com tarifa social.....	46
4.3.1.4	Custos com a manutenção do equilíbrio contratual	47
4.3.1.5	Encargos financeiros dos CMEC no período transitório	68
4.3.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	70
4.4	Actividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	76
4.4.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	79
4.4.1.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados.....	79
4.4.1.2	Ajustamentos	83
4.4.2	Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	86
4.4.3	Actividade de Comercialização	87
4.5	Proveitos permitidos para 2009 no Continente	89
5	ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	95
5.1	Actividades desenvolvidas pela EDA.....	95
5.1.1	Questões comuns a todas as actividades da EDA	95
5.1.1.1	Informação enviada	95
5.1.1.2	Proveitos permitidos e parâmetros de regulação da EDA	97
5.1.2	Questões específicas de cada uma das actividades reguladas da EDA.....	105
5.1.2.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	105
5.1.2.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	115
5.1.2.3	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	121
5.1.3	Proveitos permitidos à EDA para 2009	126
5.1.4	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores.....	127
6	ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	131
6.1	Actividades desenvolvidas pela EEM	131

6.1.1	Questões comuns a todas as actividades da EEM.....	131
6.1.1.1	Informação enviada	131
6.1.1.2	Análise do valor enviado de direitos de passagem.....	133
6.1.1.3	Provisões para clientes de cobrança duvidosa.....	134
6.1.1.4	Taxa de remuneração das actividades da EEM	134
6.1.1.5	Análise dos custos da EEM	135
6.1.2	Questões específicas de cada uma das actividades reguladas da EEM	136
6.1.2.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	136
6.1.2.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	148
6.1.2.3	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	152
6.1.3	Proveitos Permitidos à EEM para 2009	156
6.1.4	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira.....	159

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 - Previsões para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado	5
Quadro 3-1 - Custos aceites para efeitos tarifários – média anual	8
Quadro 3-2 - Custos aceites/previstos para efeitos tarifários (2006 – 2008).....	8
Quadro 3-3 - Valores previstos para 2009, por empresa.....	9
Quadro 3-4 - Valores previstos para 2009, por empresa e actividade	9
Quadro 4-1 - Desagregação do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica.....	12
Quadro 4-2 - Componentes dos custos variáveis e das receitas.....	14
Quadro 4-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial.....	19
Quadro 4-4 - Ajustamentos a facturar pela REN ao comercializador de último recurso	22
Quadro 4-5 - Cálculo do ajustamento provisório da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007	24
Quadro 4-6 - Cálculo do ajustamento da componente variável dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007	25
Quadro 4-7 - Custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	29
Quadro 4-8 - Custos com a convergência tarifária das RAS referente a 2006 e 2007	30
Quadro 4-9 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema	32
Quadro 4-10 - Investimento no reforço da capacidade de interligação	37
Quadro 4-11 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	38
Quadro 4-12 - Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.....	45
Quadro 4-13 - Défice tarifário de BT afecto ao comercializador de último recurso	46
Quadro 4-14 - Ajustamento da parcela fixa referente ao 2.º semestre de 2007.....	48
Quadro 4-15 - Ajustamento do montante dos CMEC	50
Quadro 4-16 - Ajustamento do montante dos CMEC e Correção de Hidraulicidade.....	51
Quadro 4-17 – Preço médio da energia vendida	54
Quadro 4-18 – Quantidades produzidas no 2º semestre de 2007	55
Quadro 4-19 – Evolução das quantidades produzidas desde 2005	56
Quadro 4-20 – Receitas de mercado no 2º semestre de 2007	56
Quadro 4-21 – Encargos totais com as centrais com CMEC no 2º semestre 2007	57
Quadro 4-22 – Encargos totais unitários com as centrais com CMEC no 2º semestre 2007.....	57
Quadro 4-23 – Evolução dos encargos totais com as centrais com CMEC no período 2005 a 2007...58	58
Quadro 4-24 – Evolução dos encargos totais unitários com as centrais com CMEC no período 2005 a 2007.....	58
Quadro 4-25 – Encargos potência com as centrais com CMEC no 2º semestre de 2007	58

Quadro 4-26 – Evolução do encargo de potência das centrais com CMEC no período 2005 a 2007	59
Quadro 4-27 – Evolução do factor de disponibilidade das centrais com CMEC	59
Quadro 4-28 – Evolução do índice de preços no consumidor sem habitação no Continente	60
Quadro 4-29 – Encargos de energia com as centrais com CMEC no 2º semestre de 2007	60
Quadro 4-30 – Encargos de energia unitário com as centrais com CMEC no 2º semestre de 2007	60
Quadro 4-31 – Evolução do encargo de energia das centrais com CMEC	61
Quadro 4-32 – Evolução do encargo de energia unitário das centrais com CMEC	61
Quadro 4-33 – Comparação entre os custos com combustíveis em Sines e Setúbal previstos e ocorridos	62
Quadro 4-34 – Evolução dos custos com combustíveis em Sines e Setúbal.....	62
Quadro 4-35 - Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	68
Quadro 4-36 - Custos do PAR considerados nos proveitos permitidos de 2009.....	72
Quadro 4-37 - Custos com planos de efectivos	72
Quadro 4-38 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação 2009-2011	73
Quadro 4-39 - Proveitos permitidos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	75
Quadro 4-40 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura.....	79
Quadro 4-41 - Custo médio unitário de aquisição de energia eléctrica à PRE em 2007	81
Quadro 4-43 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009.....	82
Quadro 4-44 – Custos com a aquisição de energia eléctrica em 2009	83
Quadro 4-45 - Ajustamentos do comercializador de último recurso	84
Quadro 4-46 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	85
Quadro 4-47 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	86
Quadro 4-48 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização.....	88
Quadro 4-49 – Custos não recuperados em 2009 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	90
Quadro 4-50 - Proveitos permitidos em 2009, por actividade, no Continente	91
Quadro 4-51 - Ajustamentos de 2007 e 2008	92
Quadro 4-52 - Ajustamentos de 2007 e 2008 (cont).....	93
Quadro 5-1 - Proveitos permitidos das actividades reguladas da EDA	98
Quadro 5-2 - Componente variável unitária dos proveitos das actividades de DEE e de CEE.....	100
Quadro 5-3 - Taxas de remuneração dos activos	101
Quadro 5-4 - Custos com o pessoal.....	103
Quadro 5-5 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2006 a 2009.....	106
Quadro 5-6 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA	107

Quadro 5-7 - Custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente	107
Quadro 5-8 - Custo unitário do gasóleo	109
Quadro 5-9 - Custo unitário do fuelóleo	110
Quadro 5-10 - Custos da produção de energia eléctrica adquirida	111
Quadro 5-11 - Custos com pessoal aceites para tarifas 2009	112
Quadro 5-12 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA	114
Quadro 5-13 - Parâmetros da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA	116
Quadro 5-14 - Indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA	116
Quadro 5-15 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA	118
Quadro 5-16 - Custos transferidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	119
Quadro 5-17 - Parâmetros da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA	122
Quadro 5-18 - Indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA	122
Quadro 5-19 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA	123
Quadro 5-20 - Valor dos contadores de 2008 a devolver à tarifa em 2009	124
Quadro 5-21 - Proveitos permitidos à EDA para 2009	126
Quadro 5-22 - Proveitos permitidos à EDA, para 2009, excluindo ajustamentos	127
Quadro 5-23 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EDA	127
Quadro 5-24 - Custo com a convergência tarifária da RAA	128
Quadro 6-1 - Custos de exploração controláveis da EEM	135
Quadro 6-2 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2006 a 2009	138
Quadro 6-3 - Comparação previsão EDA para 2009 e cotações ocorridas	140
Quadro 6-4 - Comparação previsão EEM para 2009 e cotações ocorridas	140
Quadro 6-5 - Novos preços e custos com fuelóleo	141
Quadro 6-6 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais da EEM	142
Quadro 6-7 - Evolução do custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM	142
Quadro 6-8 - Evolução do custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM por tecnologia	143
Quadro 6-9 - Custo unitário de aquisição do fuelóleo	144
Quadro 6-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM	147
Quadro 6-11 - Parâmetros da DEE em MT	148
Quadro 6-12 - Parâmetros da DEE em BT	149
Quadro 6-13 - Indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM	149
Quadro 6-14 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM	150

Quadro 6-15 - Parâmetros da CEE em MT	152
Quadro 6-16 - Parâmetros da CEE em BT	152
Quadro 6-17 - Valor dos contadores de 2008 a devolver à tarifa em 2009	153
Quadro 6-18 - Indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM	153
Quadro 6-19 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM	154
Quadro 6-20 - Proveitos permitidos da EEM.....	156
Quadro 6-21 – Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de $t-2$	157
Quadro 6-22 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EEM	158
Quadro 6-23 - Custo com a convergência tarifária na RAM	159

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 - Peso de cada componente do sobrecusto	13
Figura 4-2 - Evolução do encargo de energia	15
Figura 4-3 - Evolução da produção de energia eléctrica	16
Figura 4-4 - Evolução dos custos unitários dos combustíveis	17
Figura 4-5 - Evolução do encargo fixo	18
Figura 4-6 - Investimento a custos técnicos na actividade de Gestão Global do Sistema entre 2002 e 2011	27
Figura 4-7 - Operações realizadas pela EDP Distribuição ao nível dos proveitos, em 2007	42
Figura 4-8 - Operações realizadas pela EDP Distribuição ao nível dos custos, em 2007	43
Figura 4-9 - Ajustamento do montante dos CMEC	52
Figura 4-10 – Preço médio mensal definido no cálculo do valor inicial dos CMEC e na especificação do valor da revisibilidade	53
Figura 4-11 – Diferença entre o preço médio mensal por posto horário definido no cálculo do valor inicial dos CMEC e na especificação do valor da revisibilidade.....	53
Figura 4-12 – Evolução do preço médio mensal desde Janeiro 2002.....	54
Figura 4-13 - Desvios da parcela fixa dos CMEC em 2008	66
Figura 4-14 - Operações realizadas pela EDP SU, a nível de custos, em 2007	78
Figura 5-1 - Proveitos permitidos a custos totais e a custos unitários.....	99
Figura 5-2 - Investimento a custos técnicos na EDA, por actividade.....	101
Figura 5-3 - Investimentos a custos técnicos na EDA, por rubrica (preços correntes).....	102
Figura 5-4 - Custo unitário do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica ocorrido e previsto pela EDA e pela EEM	109
Figura 5-5 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS	113
Figura 5-6 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA	115
Figura 5-7 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA	120
Figura 5-8 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários	121
Figura 5-9 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA	125
Figura 5-10 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários.....	126
Figura 5-11 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2009	129
Figura 6-1 - Evolução cotações fuelóleo <i>Barges</i> e <i>Cargos</i> entre Janeiro e Setembro de 2008.....	139
Figura 6-2 - Evolução do custo do fuelóleo na Madeira e em Portugal continental, base 100, em 2000.....	145
Figura 6-3 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS	146
Figura 6-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM.....	148

Figura 6-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM.....	151
Figura 6-6 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM.....	155
Figura 6-7 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM	160

1 INTRODUÇÃO

Neste documento apresentam-se os proveitos permitidos por actividade 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 2009 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente aos custos, proveitos e investimentos em 2009.

A análise detalhada da informação económica enviada pelas empresas para os anos de 2009 a 2011 é feita no documento “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”.

Os proveitos permitidos das actividades reguladas têm em conta os parâmetros definidos no documento “Parâmetros de regulação e Custo do capital para o período 1999-2011”.

2 PRESSUPOSTOS

Os valores dos proveitos permitidos para 2009 para as actividades das empresas reguladas são calculados com base em valores pressupostos para as seguintes variáveis:

- Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB.
- Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado.

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 reflectidas 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 eléctrica 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 reflectem todas as relações económicas estabelecidas na economia, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

O deflator do PIB é utilizado para actualizar os custos, os proveitos e os investimentos para os anos de 2009 a 2011.

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

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	CE	OCDE	MFAP
2008	2,1	2,2	2,4
2009	3,1	2,3	2,5
2010	2,4	1,8	2,6
2011			2,6

Fonte: CE - "European Economy" - Previsões de Outono 2008; OCDE - "Economic Outlook, n.º 84 - Novembro/2008"; MFAP - Orçamento do Estado para 2009, Outubro 2008, para 2008 e 2009 e Programa de Estabilidade e Crescimento para 2007-2011, Dezembro/2007, para 2010 e 2011

As previsões das empresas encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2.

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

Unidade: %

	REN	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM
2009	2,4	2,6	2,6	3,0	2,6
2010	2,3	2,6	2,6	3,0	2,5
2011	2,3	2,6	2,6	3,0	2,5

A taxa de inflação adoptada pela ERSE para 2009, de 2,5%, corresponde à previsão do Ministério das Finanças e da Administração Pública, no âmbito do Orçamento do Estado para 2009. Para 2010 e 2011 aceitou-se a previsão do Ministério das Finanças e da Administração Pública, no âmbito do Programa de Estabilidade e Crescimento para 2007-2011, visto que é a única informação disponível.

ÍNDICE DE PREÇOS IMPLÍCITOS NO CONSUMO PRIVADO

A variação do Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado é utilizado para limitar os acréscimos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da convergência para tarifas aditivas.

O Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado (IP) é um indicador mais adequado que o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) para limitar estes acréscimos dos preços da energia, na medida em que:

- O IP recolhe os preços de todos os bens e serviços consumidos numa economia incluindo os preços de energia eléctrica em todos os níveis de tensão.
- O IPC é calculado tendo em conta um conjunto de bens e serviços representativos do cabaz de compras de uma família de rendimentos médios, nos quais se incluem, unicamente, os preços de energia eléctrica das opções de BTN inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

As previsões de organismos internacionais e nacionais para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado, para Portugal, são apresentadas no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Previsões para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado

Unidade: %

	CE	OCDE	MFAP
2008	2,9	2,8	2,3
2009	2,4	1,4	2,1
2010	2,1	1,6	2,1
2011			2,1

Fonte: CE - "European Economy" - Previsões de Outono 2008; OCDE - "Economic Outlook, n.º 84 - Novembro/2008"; MFAP - Programa de Estabilidade e Crescimento para 2007-2011, Dezembro/2007

O valor adoptado pela ERSE para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado para 2009, de 2,4% corresponde à previsão da Comissão Europeia, uma vez que é a previsão mais recente no momento.

3 CUSTOS COM OS PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

De acordo com o Despacho n.º 22 282/2008, que aprovou as regras dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) a vigorar a partir de 1 de Setembro de 2008, os custos com estes planos passam a ser considerados no ano t , sendo assim necessário efectuar, no ano $t-1$, uma previsão dos custos para o ano seguinte.

Até 31 de Outubro serão apresentadas à ERSE as candidaturas para os PPDA para o novo período de regulação que se iniciará em 1 de Janeiro de 2009. Deste modo, só após esta data a ERSE disporá de informação mais concreta sobre o montante de candidaturas por entidade e actividade. No entanto, após a recepção das candidaturas, decorrerá ainda um processo de selecção, que envolverá o Painel de Avaliação, pelo que a estimativa de custos para 2009 não contempla ainda toda a informação necessária para o efeito. O valor agora estimado será alvo de ajuste, suportando os consumidores somente os valores efectivamente verificados.

Deste modo, a informação disponível para estimar os custos dos PPDA para 2009 é a seguinte:

- Montante máximo aprovado pela ERSE para o período de regulação 2009-2011: 30 390 000 euros;
- Montantes dedicados:
 - EDP Distribuição - 3 846 589,96 euros;
 - EDA - 184 362,81 euros;
 - EEM - 247 262,20 euros;
 - REN - 2 049 042,77 euros.

Considerando o exposto, torna-se necessário assumir um conjunto de pressupostos, pelo que se admitiu:

- Todas as empresas vão esgotar o seu montante dedicado;
- O montante a distribuir entre as 4 empresas¹ será distribuído na mesma proporção da média verificada no período 2005 a 2007²;
- O montante para cada empresa é distribuído ao longo dos 3 anos do período de regulação seguindo a estrutura que se verificou³ no actual período de regulação para o conjunto das empresas;

¹ Diferença entre o montante máximo e a soma dos montantes dedicados.

² A média tem em consideração que para as Regiões Autónomas os PPDA só se aplicaram a partir de 2006.

³ Admite-se que as empresas vão executar os orçamentos aprovados para 2008.

- No caso das Regiões Autónomas, o montante previsto para 2009 tem ainda de ser distribuído entre a actividade de Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema e a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Tendo por base que os impactes ambientais associados à produção são, geralmente, mais significativos, optou-se por atribuir 60% do montante considerado a esta actividade.

Foi utilizada a informação que consta dos quadros seguintes.

Quadro 3-1 - Custos aceites para efeitos tarifários – média anual

	Média anual 2005 - 2007 (EUR)	Estrutura (%)
EDP Distribuição	4 273 988,84	62%
EDA	153 635,68	2%
EEM	206 051,83	3%
REN	2 276 714,18	33%

Quadro 3-2 - Custos aceites/previstos para efeitos tarifários (2006 – 2008)

Unidade: EUR

	2006	2007	2008
EDP Distribuição	3 693 657,02	3 915 866,23	8 430 271,00
EDA	131 479,30	175 792,05	406 166,05
EEM	171 033,00	241 070,66	256 579,00
REN	1 454 769,31	2 086 273,24	1 452 847,45
Total	5 450 938,63	6 419 002,18	10 545 863,50

Unidade: %

	2006	2007	2008
EDP Distribuição	23,0	24,4	52,6
EDA	18,4	24,6	56,9
EEM	25,6	36,1	38,4
REN	29,1	41,8	29,1
Total	24,3	28,6	47,0

A amarelo assinalou-se o valor utilizado para distribuir o montante total para cada um dos 3 anos do período, ou seja, admite-se que em 2009 será gasto 24,3% do total, tal como sucedeu para o global das quatro empresas em 2006.

Em síntese, o valor para 2009 para cada empresa (i) é calculado pela seguinte expressão:

$$V_{2009,i} = \left[M_{d,i} + \left(M_{MAX} - \sum_i M_{d,i} \right) \times E_i \right] \times 0,243$$

Em que:

$V_{2009,i}$ – valor previsto para 2009 para a empresa i

$M_{d,i}$ – montante dedicado para a empresa i

M_{Max} – Montante máximo

E_i – Proporção da empresa i no total dos custos aceites para efeitos tarifários nos últimos 3 anos (Quadro 3-1)

Tendo em conta o exposto, os valores previstos para 2009, por empresa, são os seguintes:

Quadro 3-3 - Valores previstos para 2009, por empresa

Unidade: EUR

EDP Distribuição	4 554 426,08
EDA	174 924,52
EEM	234 603,82
REN	2 426 100,50
Total	7 390 054,92

Conforme referido, é necessário distribuir, para as Regiões Autónomas, o valor entre a actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema e a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, tendo sido adoptada a hipótese de 60%/40%, respectivamente, conforme explicado anteriormente. Deste modo, os valores previstos para os PPDA em 2009, por empresa e actividade são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-4 - Valores previstos para 2009, por empresa e actividade

Unidade: EUR

	Transporte EE	Distribuição EE	Produção e GGS
EDP Distribuição	NA	4 554 426,08	NA
EDA	NA	69 969,81	104 954,71
EEM	NA	93 841,53	140 762,29
REN	2 426 100,50	NA	NA
TOTAL	2 426 100,50	4 718 237,42	245 717,00

NA - Não aplicável

4 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das empresas reguladas do Continente, por actividade.

4.1 ACTIVIDADE DESENVOLVIDA PELA REN TRADING

Com o fim da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, o comercializador de último recurso passa a responsabilizar-se pela aquisição de toda a energia eléctrica consumida pelos seus clientes.

Neste novo quadro, a REN Trading, enquanto Agente Comercial, exerce a função de gestor dos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE) remanescentes, celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia. Assim, o Agente Comercial, no âmbito da sua actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, adquire energia eléctrica produzida pelas centrais com CAE e revende-a em regime de mercado. A diferença entre os custos desta energia eléctrica, 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.

DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AOS PRODUTORES COM CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 4-1 apresenta desagregados pelas suas diferentes componentes o diferencial de custo com aquisição de energia eléctrica (sobrecusto CAE) ocorrido no segundo semestre, os valores estimados pela ERSE para 2008 e os valores implícitos nas tarifas para 2009.

Quadro 4-1 - Desagregação do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica

Unidade: 10³ EUR

	2007 (2º semestre) verificado	2008 em 2008 ERSE (1)	Tarifas 2009 (2)	Diferença % [(2)-(1)]/(1)
Encargo de Potência e LCPD				
Pego	51 496	106 505	141 038	32,4%
Encargo de Potência	51 496	106 505	105 038	
Custo fixo LCPD	0	0	36 000	
Turbogás (Encargo de Potência)	58 538	117 658	119 586	1,6%
Total	110 034	224 163	260 624	16,3%
Encargo de Energia				
Pego	48 954	134 021	161 400	20,4%
Turbogás	118 846	324 497	322 508	-0,6%
Total	167 800	458 518	483 908	5,5%
Licenças de CO₂				
Pego	0	3 678	27 420	645,6%
Turbogás	0	14 467	18 430	27,4%
SWAP	0	-1 962	0	-
Total	0	16 183	45 850	183,3%
Reserva e regulação 3ª				
Pego	-1 202	-16 510	0	-
Turbogás	-4 732	0	0	-
Total	-5 934	-16 510	0	-
Receitas sem serviços de sistema				
Pego	108 414	232 289	289 889	24,8%
Turbogás	142 375	433 756	375 882	-13,3%
Total	250 789	666 046	665 771	0,0%
Saldo VPP				
Pego	0	96 040	0	-
Turbogás	0	0	0	-
Total	0	96 040	0	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
Pego	-6 762	28 425	39 969	-
Turbogás	39 740	22 865	84 642	270,2%
SWAP	0	-1 962	0	-
Total	32 978	49 328	124 611	152,6%

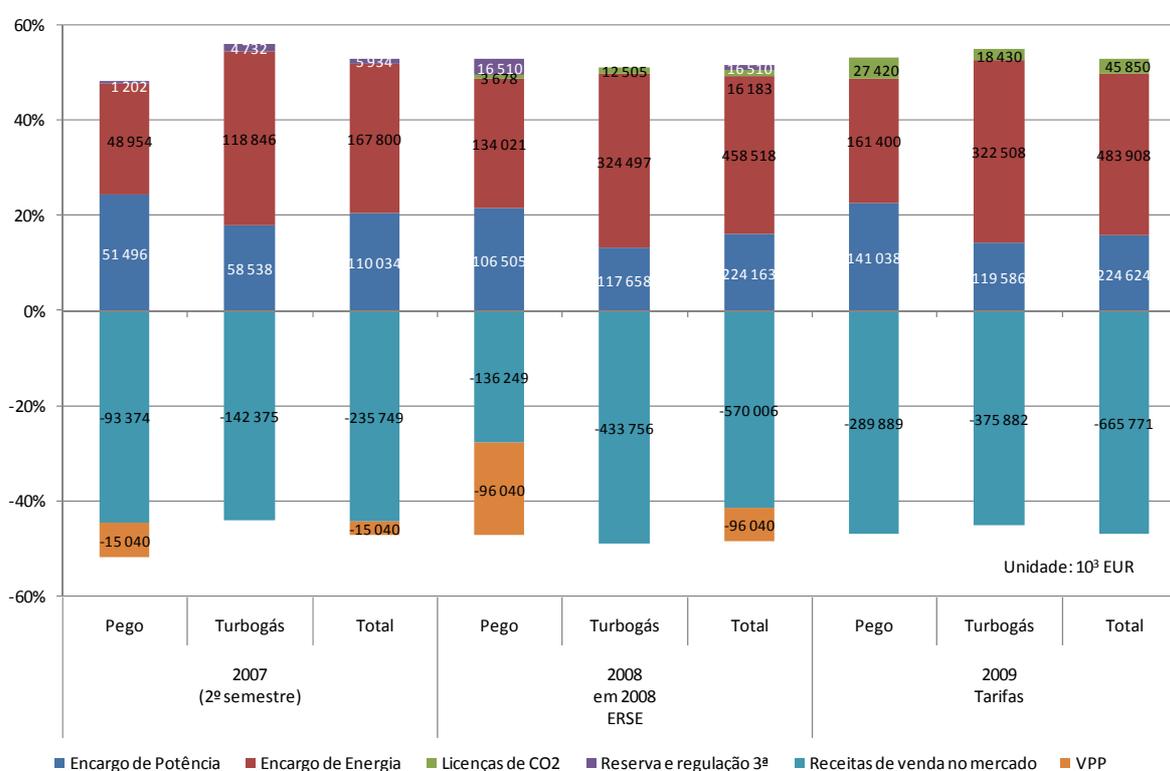
Fonte: REN Trading

Prevê-se que entre 2008 e 2009 o sobrecusto CAE aumente em mais de 75,3 milhões de euros, devendo passar de 49,3 milhões de euros para 124,6 milhões de euros. Esta variação ocorre devido a dois factores de peso semelhante. Em primeiro lugar, as obrigações ambientais da central da Tejo Energia originam um importante investimento em equipamentos, de modo a tornar as suas emissões gasosas conformes à Directiva 2001/80/CE (LCPD, *Large Combustion Plant Directive*), assim como à legislação nacional aplicável. Este investimento provoca um aumento de 36 milhões de euros no encargo fixo anual da central. Por outro lado, esta evolução no sobrecusto CAE deve-se também ao facto do aumento nos encargos variáveis não ser totalmente compensado pelo incremento nas receitas de mercado.

Analisando o peso de cada componente do sobrecusto no seu valor final, a Figura 4-1 mostra que as receitas implícitas no sobrecusto CAE decorrem, quase exclusivamente, da venda de energia eléctrica no mercado. No que diz respeito à parcela de custo, a variável que mais contribui são os encargos de energia, mormente no caso da Turbogás, representando cerca de 2/3 do total, seguido do encargo de potência que representa cerca de 30%. Os custos com licenças de CO₂ são a terceira componente da parcela de custos.

Observa-se igualmente que a central da Turbogás é a que pesa mais no sobrecusto CAE.

Figura 4-1 - Peso de cada componente do sobrecusto



De seguida são analisados em mais detalhe as componentes que contribuem para o sobrecusto CAE, diferenciando-as consoante variem com a energia eléctrica produzida ou não.

COMPONENTES VARIÁVEIS

O Quadro 4-2 mostra que, face ao estimado para 2008 (com base em valores ocorridos até Setembro), a diferença entre as receitas unitárias e os custos variáveis unitários de produção diminui (margem unitária sobre os custos variáveis) pela conjugação do decréscimo das receitas unitárias e do incremento dos custos variáveis de produção.

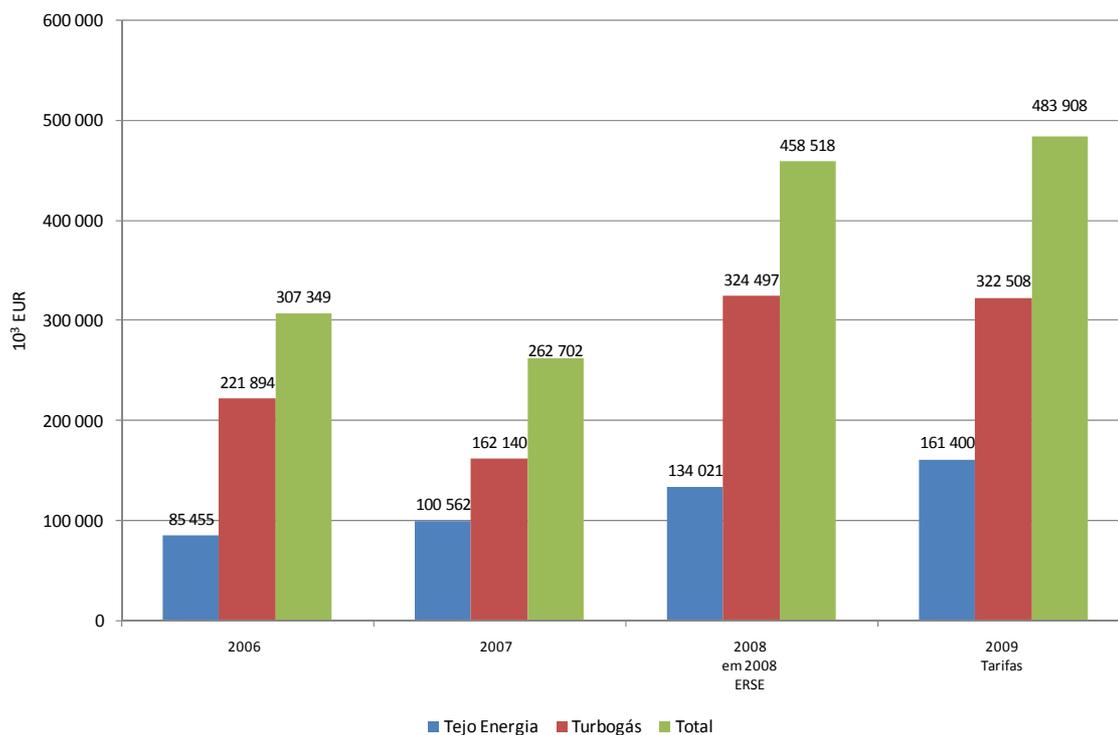
No que diz respeito à produção, prevê-se que esta aumente em 2009 face ao estimado para 2008, gerando um incremento nas receitas que diminui o efeito no sobrecusto CAE do decréscimo da margem unitária.

Quadro 4-2 - Componentes dos custos variáveis e das receitas

	2008 em 2008 ERSE (1)	2009 Tarifas (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Produção GWh			
Pego	3 247	4 410	35,8%
Turbogás	5 563	5 430	-2,4%
Total	8 811	9 840	11,7%
Custo variável (com licenças de CO₂) €/MWh			
Pego	37,3	42,8	14,7%
Turbogás	60,9	62,8	3,1%
Preço de venda €/MWh			
Pego	71,5	65,7	-8,1%
Turbogás	78,0	69,2	-11,2%

Na Figura 4-2 analisa-se a evolução do encargo de energia dos CAE da Turbogás e da Tejo Energia, enquadrando-o com o verificado no passado recente.

Figura 4-2 - Evolução do encargo de energia

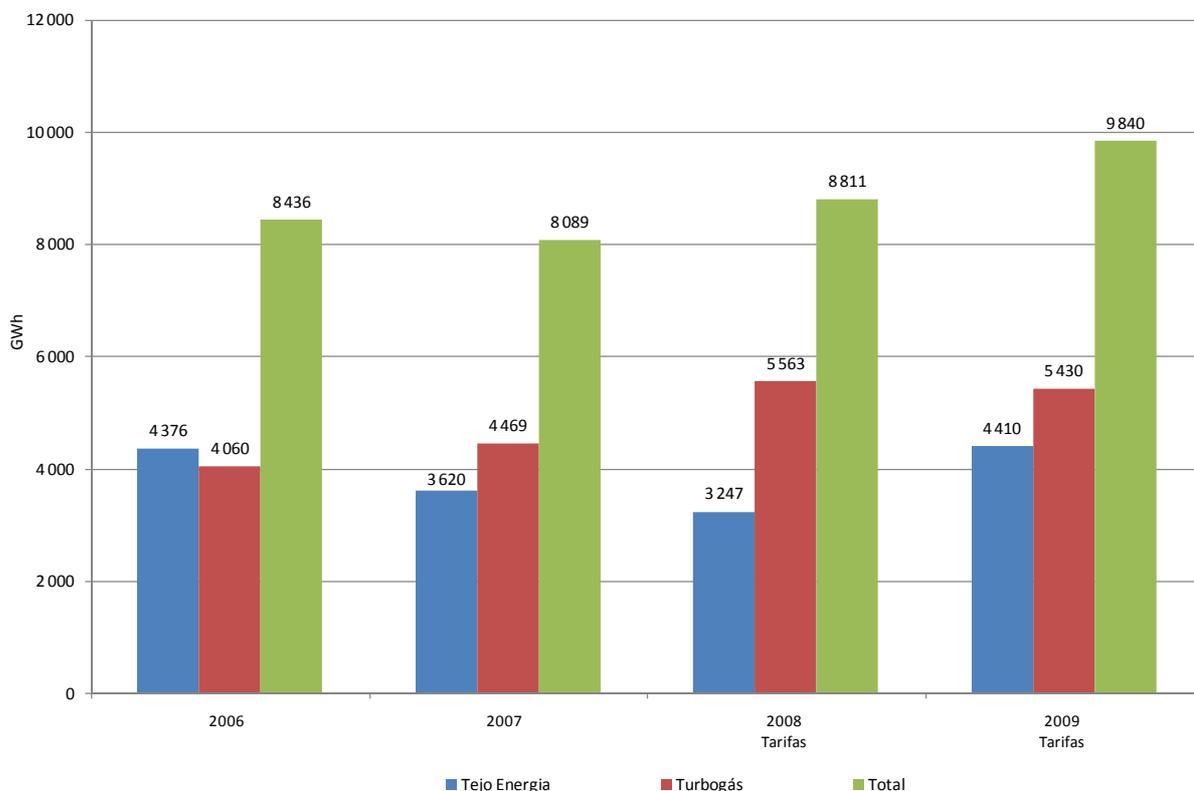


Fonte: REN Trading

O encargo de energia deverá aumentar significativamente a partir de 2008 face ao ocorrido em 2007, aumentando cerca de 100% no caso da Turbogás e 33% no caso da Tejo Energia. Prevê-se um novo aumento em 2009, embora de uma forma menos significativa.

Este aumento decorre em parte do acréscimo da produção de energia eléctrica a partir de 2008, devido a um aumento da produção na central da Turbogás, como mostra a Figura 4-3. Em contrapartida, em 2008 a produção da central da Tejo Energia deverá diminuir de tal modo que o seu factor de utilização para esse ano, 56%, deverá ser inferior, ao da central da Turbogás, 64%, gerando uma inversão na ordem de mérito das duas centrais.

Figura 4-3 - Evolução da produção de energia eléctrica



Contudo, para 2008 e 2009 perspectiva-se um aumento da produção de energia destas centrais face a 2006 e 2007, apesar desses anos terem sido anos ligeiramente secos⁴.

Recorde-se que 2008 foi o ano de entrada em funcionamento do mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica publicado pela ERSE. A tendência de crescimento da produção de energia eléctrica prevista para o 2008 e 2009 face ao ocorrido em 2006 e 2007, poder-se-á dever à internalização por parte da REN Trading do mecanismo de incentivo à gestão óptima dos CAE publicado pela ERSE e que se baseia, entre outros factores, na promoção da maximização das receitas e, consequentemente, da maximização da produção.

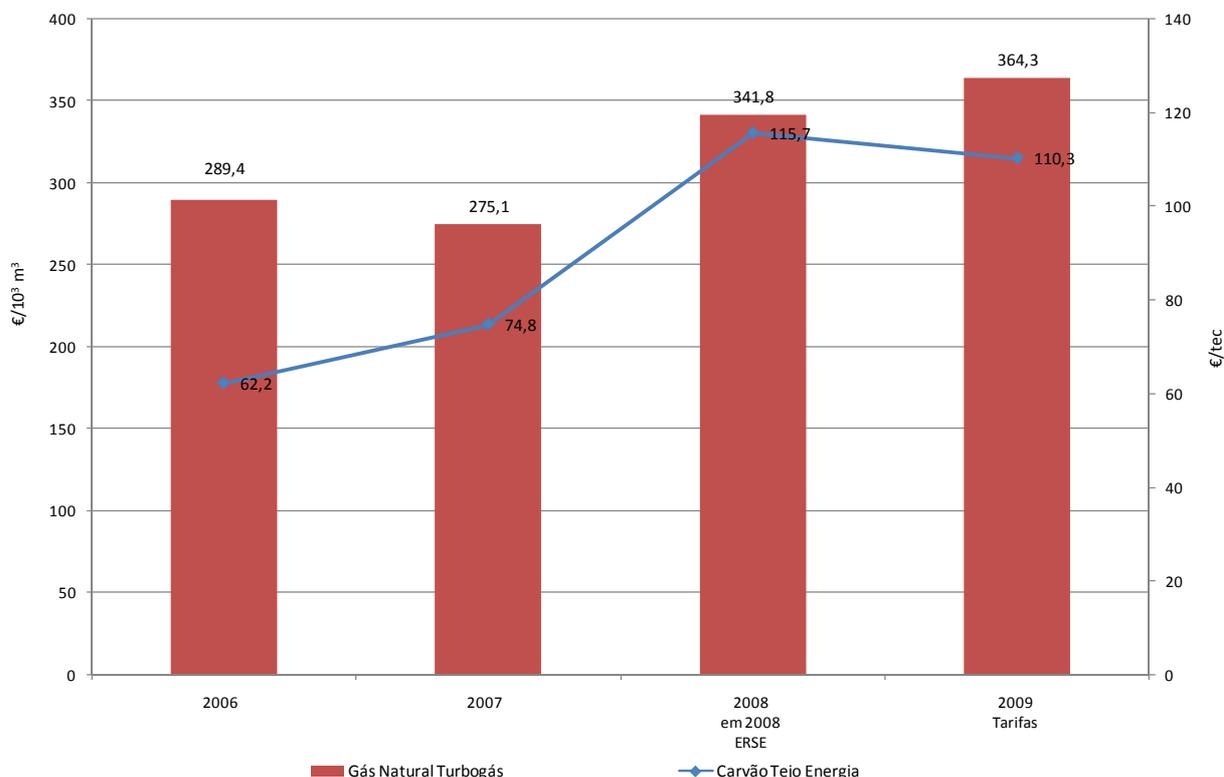
Porém, esta dedução apenas pode ser feita no caso da Turbogás, tendo em conta que a Tejo Energia teve em 2007 vários meses parada devido a investimentos realizados por motivos ambientais.

A Figura 4-4 apresenta a evolução dos custos com combustíveis nas centrais da Turbogás e da Tejo Energia ocorrida entre 2006 e 2007, bem como os valores estimados e previstos para 2008 e 2009. Estima-se que entre 2008 e 2009 os custos com os combustíveis cresçam cerca de 24% no caso do gás natural consumido pela central da Turbogás e de 55% no caso do carvão consumido pela central da Tejo

⁴ O índice de produtividade hidroeléctrica em 2006 foi de 0,98 e em 2007 de 0,76.

Energia. Este forte aumento dos custos com combustíveis no caso da central da Tejo Energia, acrescido dos custos com as licenças de emissão de CO₂, está na origem da inversão da ordem de mérito entre a Tejo Energia e a Turbogás que se estima aconteça em 2008.

Figura 4-4 - Evolução dos custos unitários dos combustíveis



Fonte: REN Trading

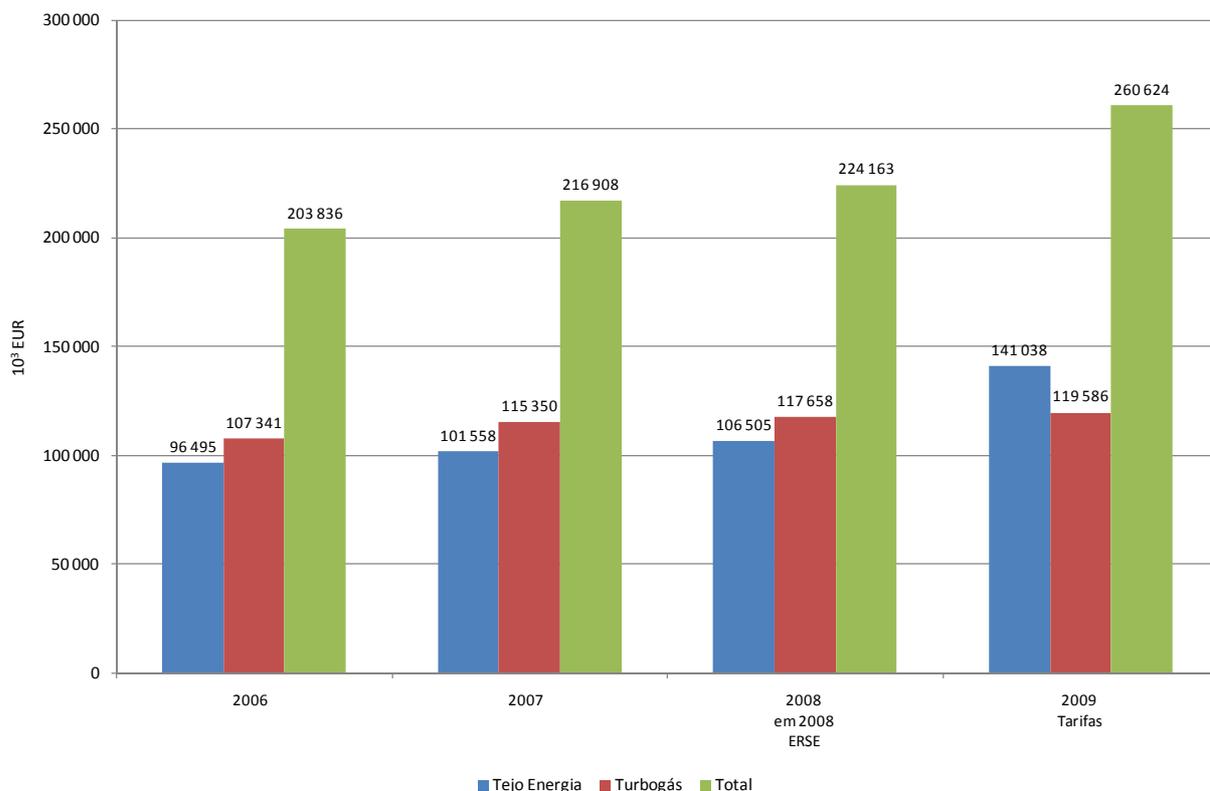
Para 2009 prevê-se que os custos unitários com o carvão decresçam ligeiramente, enquanto os custos unitários do gás natural aumentem de uma forma menos acentuada do que em 2008, cerca de 6%.

COMPONENTES FIXAS

A componente fixa respeita principalmente ao encargo de potência.

A Figura 4-5 mostra que o encargo de potência subiu moderadamente tanto no caso da Tejo Energia e da Turbogás até 2008. Esta tendência decorre da evolução das variáveis monetárias que definem a remuneração do investimento da central.

Figura 4-5 - Evolução do encargo fixo



Em 2009, este encargo deverá sofrer um incremento substancial, de 36 milhões de euros, devido ao investimento superior a 170 milhões de euros efectuado para tornar as emissões gasosas da central conformes à Directiva 2001/80/CE (LCPD, *Large Combustion Plant Directive*) relativa à “limitação de emissão de certos poluentes para a atmosfera das grandes instalações de combustão”, nomeadamente SO₂, NO_x e partículas. Este investimento provoca não só um acréscimo nos custos fixos de investimento, como também nos custos com operação e manutenção e, moderadamente, nos custos variáveis de produção.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA DO AGENTE COMERCIAL

O montante dos proveitos permitidos ao agente comercial na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 71.º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 22 393/2008, de 29 de Agosto.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

	Unidade: 10 ³ EUR	
	Tarifas 2008	Tarifas 2009
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	69 005	124 611
Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	540 332	790 382
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	471 328	665 771
Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	723	1 207
Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	637	1 194
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	55	10
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	447	40
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	7,00%	7,55%
Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	0	17 457
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	19 266
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	69 728	89 096

4.2 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

A análise detalhada da informação económica enviada pela empresa para os anos de 2008 a 2011 é feita no documento “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas” que se anexa. Nele é analisada, para cada uma das actividades reguladas da entidade concessionária da RNT, a evolução das principais rubricas de custos e investimentos ao longo dos anos de 2002 a 2011.

Os proveitos permitidos para esta actividade têm em conta os parâmetros definidos no documento “Parâmetros de regulação e Custo capital para o período 2009-2011”

Neste ponto:

- Analisam-se, para as várias actividades da REN, as principais condicionantes externas que têm impacte no desempenho da empresa em 2008 e que terão reflexo no valor dos proveitos permitidos para o ano de 2009 a 2011.
- Identificam-se também as principais decisões de gestão tomadas pela REN com impacte no valor dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT nos anos de 2009 a 2011.
- Descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às actividades reguladas da entidade concessionária da RNT em 2009.
- Por último, apresentam-se os proveitos permitidos para cada actividade regulada da entidade concessionária da RNT para 2009.

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

INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela REN respeitante aos anos de 2008 a 2011 está de acordo com as normas e metodologias complementares e inclui:

- Balanços de energia eléctrica.
- Orçamento de investimentos e caracterização física das obras.
- Informação económica das actividades 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 2009 a 2011.

De uma forma geral, a informação numérica enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE. No entanto, a

completa compreensão dos valores propostos pela empresa só é possível se os valores forem convenientemente justificados. A REN continua a apresentar as suas previsões sem qualquer enquadramento de evolução e sem uma justificação exaustiva da evolução dos diversos custos e proveitos.

Alguma da informação relevante é enviada como nota de rodapé dos quadros.

A informação numérica, sem estar acompanhada da respectiva justificação, não facilita o exercício da regulação e não beneficia a empresa nem os consumidores. Retira transparência aos processos, exige uma actuação regulamentar mais profunda e demorada na investigação das justificações necessárias e introduz riscos e incertezas acrescidos nas decisões finais.

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como tem sido até à data o caso de todas as actividades da REN, determina que tanto os custos como os investimentos propostos pelas empresas sejam convenientemente justificados.

Tendo em conta que a partir de 2009 as actividades reguladas da REN estão sujeitas a diferentes formas de regulação, a informação detalhada torna-se ainda mais relevante.

Importa assim que, relativamente aos valores enviados anualmente, até 15 de Junho, para efeito de cálculo das tarifas, nomeadamente os custos operacionais, sejam enviados à ERSE acompanhados das justificações que permitam compreender as seguintes questões:

- O valor absoluto de cada rubrica de custo, assim como a sua evolução de um ano para o outro, ao longo dos últimos anos e ainda para o futuro.
- A diferença entre a previsão proposta e as previsões efectuadas em anos anteriores ou que tenham sido enviadas para outros efeitos.
- As chaves de repartição dos custos por actividade, nomeadamente as relativas a custos comuns.

A nova estrutura organizativa da REN, com a integração de actividades do sector do gás natural originou a criação da REN Serviços. A REN deve enviar os custos e proveitos imputados por esta entidade devidamente identificados e justificados.

4.2.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

Com o fim da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, o comercializador de último recurso passa a responsabilizar-se pela aquisição de toda a energia eléctrica consumida pelos seus clientes.

De acordo com o n.º 5 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário, os ajustamentos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio, são repercutidos nos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

do comercializador de último recurso e facturados em duodécimos pelo Agente Comercial ao comercializador de último recurso.

Assim, tendo em conta que esta actividade só foi extinta no 2.º semestre de 2007, procedeu-se aos ajustamentos da componente fixa e componente variável desta actividade referente ao 1.º semestre de 2007.

O montante global destes ajustamentos atinge o valor de -78 584⁵ milhares de euros. Este valor será incorporado na tarifa de energia e potência do comercializador de último recurso e pago à REN durante o ano de 2009.

Quadro 4-4 - Ajustamentos a facturar pela REN ao comercializador de último recurso

	Unidade: 10 ³ EUR	
	Tarifas 2008	Tarifas 2009
Ajustamentos calculado de acordo com o artigo 72.º do RT aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio	-32 678	-78 584
Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos, no ano <i>t-1</i>	11 975	-1 814
Valor previsto do ajustamento da parcela variável dos proveitos, no ano <i>t-1</i>	46 534	-3 848
Ajustamento da parcela fixa dos proveitos, no ano <i>t-2</i>	-29 473	-44 262
Ajustamento da parcela variável dos proveitos, no ano <i>t-2</i>	-61 715	-28 660
Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a CVEE do CUR	32 678	78 584

Estas transferências devem ser deduzidas do montante de défice tarifário devido à limitação dos acréscimos das TVCF em BT em Portugal continental de 15,3 milhões de euros, e acrescida da parcela suportada pela EDP Serviço Universal de 1 milhão de euros, ambos os montantes referentes ao 2.º semestre de 2007.

VALOR DO AJUSTAMENTO DA PARCELA FIXA DOS PROVEITOS DO 1º SEMESTRE DE 2007

De acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT para 2007, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, são ajustados pela diferença entre a componente fixa dos proveitos facturados em 2007⁶ e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 72.º do Regulamento Tarifário, aos valores verificados em 2007 com a soma de algumas rubricas aceites a *posteriori* (ganhos comerciais e custos com interruptibilidade).

⁵ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar para a empresa.

⁶ Valor que corresponde ao montante definido para “Tarifas 2007”, facturado pela REN à EDP Distribuição, em duodécimos.

O Quadro 4-5 permite comparar os valores verificados em 2007 (“2007”) com os proveitos permitidos em 2006 no cálculo das tarifas de 2007 (“Tarifas 2007, 1.º sem”) e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2009.

O ajuste aos valores de 2007 é composto em duas parcelas:

- Uma, no montante de -11,1 milhões de euros, é dada pela diferença entre os valores reais (569,7 milhões de euros) e os valores previstos (580,9 milhões de euros) da componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.
- A outra, no montante de 39 milhões de euros, é dada pela soma dos valores das rubricas de custos aceites *a posteriori*: ganhos comerciais (16,5 milhões de euros) e custos com a interruptibilidade (22,2 milhões de euros).

Este ajuste, no montante de -28,5 milhões de euros é actualizado para 2009, pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual, e deduzido do valor do ajuste provisório da componente fixa, calculado em 2007 e integrado nos proveitos permitidos para cálculo das Tarifas de 2008 (12,0 milhões de euros), actualizado para 2009 pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento final da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007 a repercutir nas tarifas de 2009 é de -44,3⁷ milhões de euros. A análise detalhada do ajuste previsional da componente variável referente ao 1º semestre de 2007 é feita no documento “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009”.

O Quadro 4-5 sintetiza os desvios ocorridos por rubrica, uma análise mais aprofundada encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009”.

⁷ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

Quadro 4-5 - Cálculo do ajustamento provisório da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007

			1.º sem 07	Tarifas 2007	Diferença	
			10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
1	A + B + C + D - E - F - G	COMPONENTE FIXA	569 716	580 860	-11 144	-1,9%
A	CAE ₂₀₀₇ - CAE ₂₀₀₇ ^{UGS}	Custos fixos CAE, imputados à tarifa de Energia Potência	533 301	528 020	5 281	1,0%
	CAE ₂₀₀₇	custos decorrentes dos CAE (excluí arranques e compensação síncrona)	576 613	571 452	5 161	0,9%
	CAE ₂₀₀₇ ^{UGS}	custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa de UGS	43 311	43 431	-120	-0,3%
B	EDIA ₂₀₀₇	Custos com aquisição de energia à EDIA e a produtores em regime especial, imputados à tarifa EP	4 164	20 972	-16 808	-80,1%
C		Outros activos	605	637	-31	-4,9%
	Am ₂₀₀₇ ^E	amortizações de outros activos	459	485	-26	-5,4%
	ACT ₂₀₀₇ ^E	valor médio dos outros activos líquidos de amortizações e compensações	4 179	4 329	-150	-3,5%
	f ^E	taxa de remuneração dos outros activos (%)	3,5%	3,5%	0	0,0%
D	OC ₂₀₀₇ ^E	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	3 336	2 782	554	19,9%
E	S ₂₀₀₇ ^E	Proveitos facturados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	193	53	140	264,0%
F	$\bar{A}_{f_{2007}^E}^E$	Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006	-36 691	-36 691	0	0,0%
G	$\bar{A}_{f_{2007}^E}^E$	Ajustamento em 2006, dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2005	8 189	8 189	0	0,0%
2	H + I - J	CUSTOS ACEITES A POSTERIORI	38 756			
H	NVIMP ₂₀₀₇	Ganhos Comerciais	16 514			
	NVIMP ₂₀₀₇	correspondentes a encargos de importação e de aquisições a produtores não vinculados	14 465			
	NVEXPV ₂₀₀₇	decorrentes de proveitos de exportações e vendas a entidades do SENV	1 392			
		arranques	658			
I	IR ₂₀₀₇	Encargos com contratos de interruptibilidade	22 242			
J	GA ₂₀₀₇	Proveitos dos contratos de Garantia de Abastecimento	0			
3	R_{2007}^E [(1) + (2)]	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica (componente fixa)	608 472			
4	$R_{fixa, 2007}^E$	Proveitos facturados com a tarifa de Energia e Potência	580 021			
5	$R_{2007}^E - R_{2007}^E$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	-28 451			
6	i_{2008}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho de 2008 acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,447%			
7	$(R_{2007}^E - R_{2007}^E) \times (1 + i_{2008}^E)^2$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos actualizado para 2009	-31 635			
8	$\bar{A}_{f_{2007}^E}^E$	Valor do ajustamento provisório de 2007, calculado em 2007 e devolvido em 2008	11 975			
9	$\bar{A}_{f_{2007}^E}^E \times (1 + i_{2008}^E)^2$	Valor do ajustamento provisório de 2007, calculado em 2007 e devolvido em 2008, actualizado para 2009	12 628			
10	$\bar{A}_{f_{2007}^E}^E$ [(7) - (9)]	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007	-44 262			

A este valor há que acrescentar o montante de 1,8⁸ milhões de euros relativo a acertos de facturação do termo de potência das centrais, por atraso na publicação dos índices subjacentes ao seu cálculo, nomeadamente o Índice de Preços no Consumidor e o Índice de Custo de Trabalho.

VALOR PREVISTO DO AJUSTAMENTO DA COMPONENTE VARIÁVEL DOS PROVEITOS DO 1º SEMESTRE DE 2007

O ajustamento da componente variável referente ao 1.º semestre de 2007 no montante de 18,4 milhões de euros é actualizado para 2009, pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual, e deduzida do valor do ajuste provisório da componente variável, calculado em 2007 e integrado nos proveitos permitidos para cálculo das Tarifas de 2008 (46,5 milhões de euros), actualizado para 2009 pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

⁸ 1,7 milhões de euros acrescido de juros à taxa média da Euribor ocorrida entre 1 de Janeiro de 2008 e 15 de Novembro de 2008 acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento final da componente variável dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1.º semestre de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009 é de -28,7⁹ milhões de euros.

O Quadro 4-6 permite comparar os valores ocorridos no 1.º semestre de 2007 (“1.º sem 07”) com os proveitos permitidos em 2006 utilizados no cálculo das tarifas de 2007 (“Tarifas 2007, 1.º sem”) e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2009, a análise detalhada do ajuste previsional da componente variável referente ao 1º semestre de 2007 é feita no documento “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009”.

Quadro 4-6 - Cálculo do ajustamento da componente variável dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007

			Unidade: 10 ³ EUR	
			1.º sem 07	Tarifas 2007 1.º sem
1		COMPONENTE VARIÁVEL	358 280	281 607
a		Encargos variáveis decorrentes dos CAE	268 796	275 490
b		Licenças de CO ₂	5 559	0
c		Correcção de hidraulicidade	20 498	0
d		Encargos provenientes da importação e aquisições a produtores não vinculados	69 038	0
e		Proveitos provenientes de exportações e vendas a entidades do SENV	-13 371	0
f		Valor previsto do ajustamento da parcela variável dos proveitos, no ano 2005	-8 334	-6 570
g		Valor previsto do ajustamento da parcela variável dos proveitos, no ano 2006	574	452
2	[1] _{Real} - [1] _{Tarifas 2007}	Desvio dos encargos variáveis	76 673	
3		Desvio de quantidades valorizados aos custos marginais	95 027	
4	[3] - [2]	Desvio da componente variável em 2007	18 354	
5		Desvio da componente variável em 2007 actualizada para 2009	20 408	
6		Valor do ajustamento provisório da parcela variável, calculado em 2007 e devolvida em 2008	46 534	
7		Valor do ajustamento provisório da parcela variável, actualizado para 2009	49 069	
8	[5] - [7]	Ajustamento da parcela variável dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007	-28 660	
5	i_{t-1}^E	Taxa de juro LISBOR a três meses, Junho ³ _{t-1} + 0,5 pontos percentuais	5,447%	

A semelhança do ocorrido na componente fixa, também ao valor da componente variável há que acrescer um montante de 3,8¹⁰ milhares de euros relativo a acertos de facturação do encargo de energia das centrais a carvão, Sines e Pego, o qual ocorreu durante o ano de 2008.

⁹ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

¹⁰ 3,7 milhões de euros acrescido de juros à taxa média da Euribor ocorrida entre 1 de Janeiro de 2008 e 15 de Novembro de 2008 acrescida de meio ponto percentual.

4.2.2 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

O custo total da actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) resulta dos custos directamente relacionados com a actividade de Gestão Global do Sistema e dos custos decorrentes de 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 objecto de análise neste ponto.

a) Custos directamente relacionados com a actividade de Gestão Global do Sistema.

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

Na Figura 4-6 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos de 2002 a 2007, os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas, bem como os valores agora estimados pela REN para 2008 (2008 em Junho de 2008) e previstos para o período 2009 a 2011.

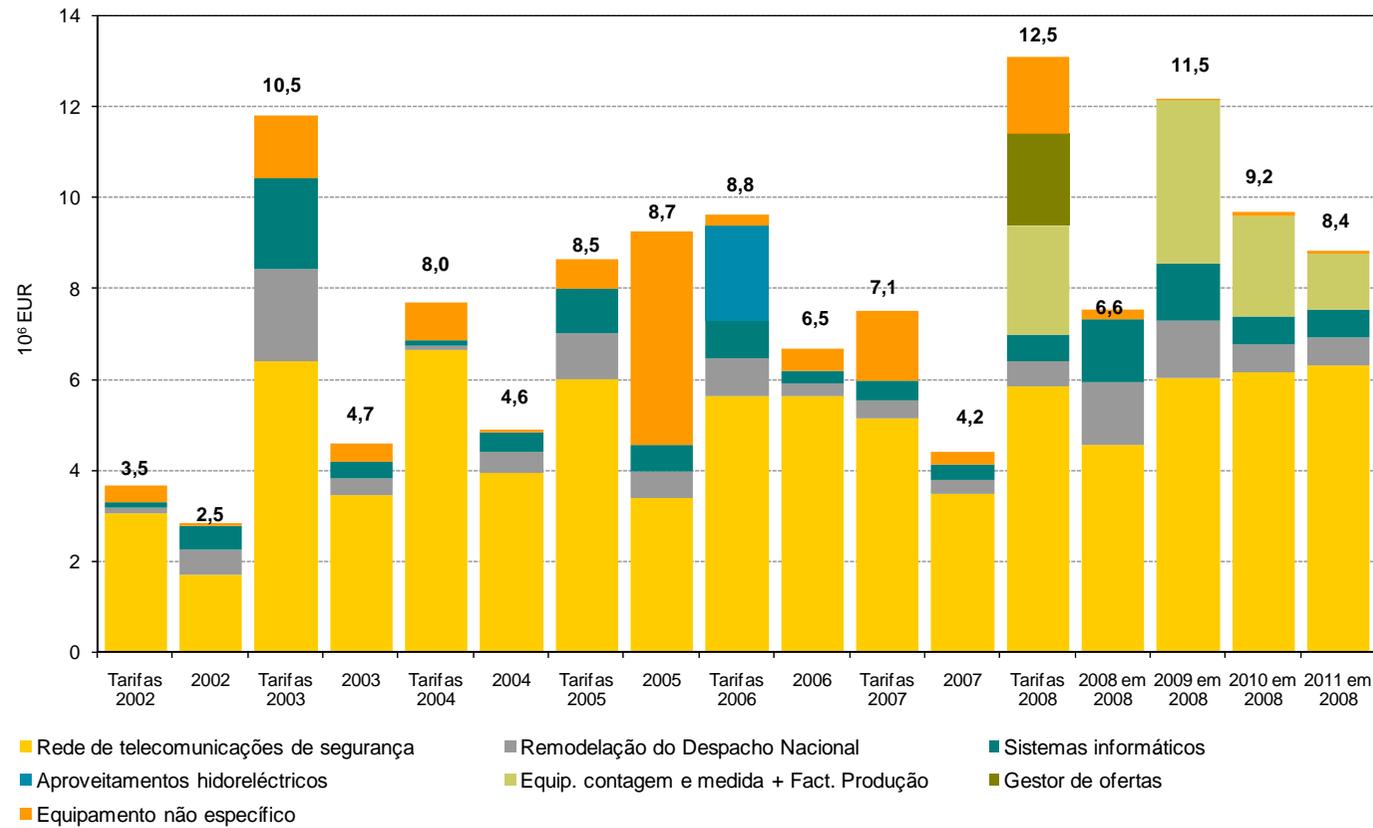
Da análise da Figura 4-6, verifica-se que nesta actividade o grau de realização do investimento específico fica sempre aquém do previsto, verificando-se que a REN tem realizado os investimentos programados em cerca de 50%, excepto o ano de 2006 com um grau de realização perto dos 97%.

O novo valor de investimentos estimados pela REN, para o período de 2008 a 2011 inclui investimentos relacionados com sistemas de informação para o mercado, sistema de telecontagem e sistema informático para apoio das actividades do Mibel.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ACTIVO

A taxa de remuneração da actividade de Gestão Global do Sistema, para 2009, é de 7,55%. Uma análise mais aprofundada sobre este valor encontra-se no documento “Custo de Capital para o período 2009-2011”.

Figura 4-6 - Investimento a custos técnicos na actividade de Gestão Global do Sistema entre 2002 e 2011



Fonte: REN

CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE

O mecanismo de interruptibilidade destina-se a envolver a procura na prestação de serviços de sistema, prestando-se os consumidores abrangidos a ser interrompidos pelo gestor de sistema em circunstâncias de dificuldades do sistema eléctrico, evitando ou adiando assim alguns custos de investimento em capacidade de geração (em centrais de ponta) ou em novas linhas de transporte.

Dependendo do mecanismo de interruptibilidade em vigor, assim se poderá conhecer a quantidade do serviço de interruptibilidade adquirida pelo gestor de sistema e o preço a que esse serviço é remunerado. Os Governos de Portugal e de Espanha acordaram em promover uma harmonização do mecanismo de interruptibilidade nos dois países no decurso de 2008, pelo que o mecanismo a vigorar no próximo período de regulação depende das soluções que venham a ser definidas pelos governos.

Independentemente da forma desse mecanismo, os custos incorridos pelo gestor de sistema na remuneração do serviço de interruptibilidade (e na eventual mobilização do consumo interruptível) integram os custos aceites da actividade de Gestão Global do Sistema.

O Conselho Tarifário e o gestor de sistema¹¹, têm considerado em revisões regulamentares anteriores que este custo deve ser incluído nas tarifas de cada ano, na base de previsões. De facto, sendo um custo previsível desse ano, a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) deve incluir esse montante, devendo ser ajustado para os valores verificados *a posteriori*.

Nestas circunstâncias na recente revisão regulamentar alterou-se a forma de repercussão dos custos com a interruptibilidade na tarifa de Uso Global do Sistema. Mais concretamente a tarifa de Uso Global do Sistema passou a integrar os custos previsionais do ano com interruptibilidade.

A tarifa de Uso Global do Sistema incorporará também os custos de interruptibilidade de 2007 decorrente das disposições do anterior Regulamento Tarifário.

Naturalmente que esta alteração apresenta um impacte tarifário significativo no ano em que ocorre, na medida em que são incorporados custos com interruptibilidade de 2007 e 2009.

Quanto aos custos com a interruptibilidade de 2008 e uma vez que a sua repercussão nas tarifas não está definida no Regulamento Tarifário em vigor optou-se por distribuir o seu impacte por dois anos, 2009 e 2010, incorporando-se agora 50% dos custos estimados para 2008. Nas tarifas de 2010 serão incorporados os custos de interruptibilidade de 2010 bem como os remanescentes 50% de 2008, sincronizando-se definitivamente os proveitos com os custos.

¹¹ Função atribuída ao operador da rede de transporte

Assim, a ERSE considerou não só os custos com interruptibilidade previstos para o próprio ano mas também a recuperação de 50% dos custos previsionais de 2008 acrescido de juros.

b) Custos decorrentes 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 o Continente 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 4-7 - Custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas

	2003	2004	2005	2006	2007	Tarifas 2008	Tarifas 2009
Região Autónoma dos Açores							
Sobrecusto ^[1] (10 ³ EUR)	30 103	40 079	48 187	--	3 442	83 236	73 169
% da GGS ^[2]	12,04%	13,60%	12,14%		0,52%	8,19%	11,96%
% da tarifa de Venda a Clientes Finais	0,78%	0,98%	1,03%		0,07%	1,55%	1,30%
Região Autónoma da Madeira							
Sobrecusto ^[1] (10 ³ EUR)	24 159	28 402	26 473	--	894	50 576	62 859
% da GGS ^[2]	9,66%	9,64%	6,67%		0,13%	4,98%	10,28%
% da tarifa de Venda a Clientes Finais	0,62%	0,70%	0,56%		0,02%	0,94%	1,11%

Notas:

^[1] O valor de tarifas 2008 inclui 1 anuidade relativa à convergência tarifária dos anos de 2006 e 2007, de 14 348 milhares de euros da RAA e de 7 995 milhares de euros da RAM. Em 2009, os valores incluídos são de 14 850 e de 8 274 milhares de euros, respectivamente.

^[2] A partir de 2008 o valor é calculado tendo em conta os montantes a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no âmbito da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

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 incluíam os custos com a convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” e que os valores com a convergência tarifária de 2006 e

2007, não reflectidos nas tarifas 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 2009.

Quadro 4-8 - Custos com a convergência tarifária das RAS referente a 2006 e 2007

	Unidade: EUR			
	Saldo em dívida em 2008	Juros 2009	Valores incluídos nas tarifas de 2009	Saldo em dívida em 2009
RAA (BCP e CGD)	103 478 898	5 636 496	14 849 639	94 265 754
Convergência tarifária de 2006	36 483 964	1 987 282	5 235 596	33 235 650
Convergência tarifária de 2007	66 994 934	3 649 214	9 614 043	61 030 105
RAM (BCP e CGD)	57 656 420	3 140 545	8 273 929	52 523 036
Convergência tarifária de 2006	13 338 125	726 528	1 914 075	12 150 578
Convergência tarifária de 2007	44 318 295	2 414 018	6 359 854	40 372 459

Nota: Entre parêntesis identificam-se os bancos cessionários.

PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

De acordo com as novas regras para os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), aprovadas pelo Despacho n.º 22 282/2008, atendendo ao facto de não haver experiência com a aplicação das mesmas ao PPDA, designadamente sobre o funcionamento do Painel de Avaliação, a ERSE considerou ser prudente fixar o valor dos custos máximos de gestão dos PPDA em 1% do montante máximo, ou seja, 303 900 euros.

Tendo em conta que este valor é para todo o período considerou-se em 2009 um terço do mesmo, isto é, 101,3 milhares de euros.

CUSTOS COM O PLANO PARA A EFICIÊNCIA DO CONSUMO

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) 2009-2010 tem um orçamento bienal de 23 milhões de euros, sendo repercutido nas tarifas de 2009 metade deste orçamento, 11,5 milhões de euros. Adicionalmente, existem recursos sobrantes do PPEC 2007 de 1,2 milhões de euros, conforme evidenciado no anexo V do documento "Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009". A dotação orçamental do PPEC pode ser revista caso existam recursos sobrantes de PPECs

anteriores. Assim, adiciona-se aos custos com o PPEC previstos para 2009 metade do valor sobranete do PPEC 2007, deduzido do valor afecto ao PPEC 2008, 0,6 milhões de euros. Deste modo, o montante afecto às tarifas de 2009 para o PPEC 2009-2010 é de 12,1 milhões de euros.

PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS

A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro. Assim, a taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico deixou de estar indexada à taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro no ano $t-2$, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual, e passou a 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 de amortização legal dos terrenos em causa. Esta alteração da taxa teve efeitos desde 1 de Julho de 2007.

Relativamente à parcela associada à zona de protecção hídrica a remuneração dos terrenos passou a ser recebida via produtor mantendo-se nos proveitos da Gestão Global do Sistema o montante referente às amortizações.

PROVEITOS PERMITIDOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2009

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na actividade de Gestão Global do Sistema é dado pela expressão estabelecida no Artigo 72.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-9.

Quadro 4-9 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2008	Tarifas 2009
A	Custos de gestão do sistema	27 924	104 364
$CE_{GS,t}$	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	15 042	14 214
$CC_{GS,t}$	Custo com capital	13 288	11 911
$Am_{GS,t}^{GS}$	Amortizações dos activos fixos	9 008	8 089
$AC_{GS,t}^{GS}$	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	61 141	50 617
$fg_{GS,t}$	Taxa de remuneração dos activos fixos	7,00	7,55
$ItTggs,t$	Custos com interruptibilidade, no ano t	0	49 198
	Custos com interruptibilidade, no ano t-1 (com juros)	0	24 849
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	405	-4 192
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	253 861	279 761
$RAA_{PUL,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	83 236	73 169
$RAM_{PUL,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	50 576	62 859
$\Delta RA_{PUL,t-1}^T$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	0	-5 887
$R_{C_{CVEE,t}}^C$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	69 728	89 096
$TER_{PUL,t} = TER_{PULDPH,t} + TER_{PULZPH,t}$	Parcela associada aos terrenos hídricos	17 648	24 874
$TER_{PULDPH,t} = Am_{PULDPH,t}^{T_{DPH}} + Act_{PULDPH,t}^{T_{DPH}} \times I_{PULDPH,t}^{T_{DPH}} / 100$	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	18 518	24 151
$I_{PULDPH,t}^{T_{DPH}}$	Varição média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor, relativamente a Setembro do ano t-1	2,4	2,8
$Am_{PULDPH,t}^{T_{DPH}}$	Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico	14 097	14 097
$Act_{PULDPH,t}^{T_{DPH}}$	Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	360 787	346 691
	Aplicação da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril com efeitos a 1 de Julho de 2007	-4 239	0
$TER_{PULZPH,t} = Am_{PULZPH,t}^{T_{ZPH}} + Act_{PULZPH,t}^{T_{ZPH}} \times I_{PULZPH,t}^{T_{ZPH}} / 100$	Parcela associada aos terrenos da zona de protecção hídrica	-870	723
$Am_{PULZPH,t}^{T_{ZPH}}$	Amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica	0	723
	Aplicação da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril com efeitos a 1 de Julho de 2007	-870	0
$TER_{PULSGO,t}$	Remuneração dos terrenos de 1999 a 2003	-4 235	0
	Aplicação da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril com efeitos a 1 de Julho de 2007	-4 235	0
$REG_{GS,t}$	Custos com a ERSE	6 285	6 370
$AdC_{PUL,t}$	Transferência para a Autoridade da Concorrência	393	369
$CGPPDA_{PUL,t}$	Custos de gestão do PPDA	0	101
$OC_{PUL,t}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMI e OMI Clear	1 487	1 426
$EC_{PUL,t}$	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	10 000	12 112
$\Delta R_{PUL,t}^T$	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-18 765	-3 499
C	= A + B	281 786	384 125

Relativamente aos valores enviados pela empresa as principais diferenças dizem respeito aos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, uma vez que não sendo os mesmos controláveis pela empresa os valores enviados são meramente indicativos.

Nos custos de gestão do sistema as diferenças surgiram devido, por um lado, a ERSE ter decidido aceitar um ajustamento provisório de 50% do valor estimado para o ano em curso dos custos com a interruptibilidade e, por outro lado, pela taxa de remuneração implícita nas previsões da empresa.

4.2.3 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

No início de um novo período de regulação a ERSE decidiu reanalisar o modelo de regulação a implementar, tendo em conta as vantagens e inconvenientes do modelo regulatório existente e o interesse em criar incentivos que promovam um comportamento mais eficiente do operador da rede de transporte.

Esta opção está em linha com as melhores práticas europeias. Estes modelos baseados em incentivos permitem simplificar a regulação e procuram conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de actuação.

Assim, foram consideradas quatro formas de incentivos que visam promover:

- Investimento mais eficiente;
- Manutenção de activos totalmente amortizados que apresentem condições adequadas de funcionamento;
- Exploração mais eficiente;
- Melhor desempenho ambiental.

Ponderadas as vantagens e os inconvenientes dos incentivos propostos, a ERSE decidiu:

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

A decisão da ERSE de usar um modelo misto de regulação baseado em custos de referência em linha com as melhores práticas internacionais teve em conta os comentários apresentados, nomeadamente os do operador da rede de transporte. A ERSE considera que a padronização dos investimentos e dos

custos controláveis pela empresa obrigará a um exercício de controlo de custos mais rigoroso do que o actual e irá traduzir-se em vantagens para os consumidores de energia eléctrica, melhorando o desempenho da empresa.

A implementação deste tipo de incentivos exige que os referidos custos de referência sejam consistentes e adequados à realidade, pelo que a sua determinação necessita de uma avaliação técnica e económica dos valores de referência a adoptar no futuro. Assim, importa envolver uma entidade de reconhecida competência técnica que proceda à tipologia dos custos e ao cálculo dos valores em causa.

De igual modo, a instituição de uma metodologia de incentivos à disponibilidade da rede de transporte deve ser criteriosa e ponderada de modo a estabelecer uma partilha equilibrada dos benefícios entre a empresa e os consumidores.

Assim, tendo em conta que a ERSE irá promover, em colaboração com uma entidade externa seleccionada para o efeito, durante o próximo ano, um estudo com o objectivo de definir os custos de referência a aplicar aos investimentos da rede de transporte de energia eléctrica, o qual incluirá a determinação dos custos incrementais relacionados com a extensão da rede e com o número de painéis em subestações, adiou-se para o próximo ano a fixação dos seguintes parâmetros:

- Preços de referência relativos ao investimento.
- Os factores de eficiência associados aos custos incrementais em função da extensão da rede e do número de painéis em subestações.

Ficam ainda por definir, durante o próximo ano, os parâmetros para cálculo do incentivo à disponibilidade da rede de transporte e do incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.

Relativamente ao incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil, e tal como para qualquer incentivo que se pretenda introduzir é necessária uma análise do custo/benefício da aplicação do mesmo.

A informação enviada pela REN, até à data, só permite calcular os custos associados à manutenção em exploração de linhas em fim de vida útil, não tendo sido enviada qualquer informação que permitisse o cálculo do benefício associado. Pelo que não se encontrando reunidas as condições para a fundamentação da aplicação do incentivo, não se definiu qualquer parâmetro associado a este incentivo.

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tendo em conta o acima exposto os parâmetros definidos para esta actividade para o período 2009-2011, são os seguintes:

- Base de custos operacionais para o ano 2009 e factores de eficiência para os anos de 2010 e 2011.
- Custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações.
- Custo de capital para os activos calculados com base em custos reais.
- Custo de capital para os activos calculados com base em custos de referência.

Tendo como objectivo a previsibilidade da estabilidade tarifária, a evolução do passado e o nível de eficiência observado nos estudos elaborados por entidades externas, a ERSE decidiu aplicar para o período de regulação 2009-2011 um factor de eficiência aos custos operacionais de exploração de 0,5% ao ano que resulta de uma variação prevista do consumo de 2,5% ao ano associada a um factor de eficiência de 3%.

O custo operacional de exploração fixado para 2009 (C_0) é de 39 952 milhares de euros e o factor X para 2010 e 2011 de 0,5% ao ano.

Tendo em conta que a metodologia de cálculo dos custos incrementais associados à manutenção de novos investimentos será objecto de um estudo que irá decorrer no próximo ano, e que o custo incremental com a manutenção de novos investimentos deve ser inferior ao custo médio de manutenção imputado a linhas e painéis de subestações,

- Aceitou-se a metodologia de cálculo apresentada pela REN.
- Fixou-se para 2009 um valor igual à média dos valores ocorridos no período 2003 a 2007.
- Adiou-se para o próximo ano a fixação dos parâmetros de eficiência associados a estes custos.

O valor unitário, para o ano de 2009, é de 5 470 €/painel de subestação e de 430 €/km de rede.

A metodologia de cálculo destes parâmetros encontra-se no documento “Parâmetros de regulação e custo capital para o período 2009-2011”.

Relativamente ao custo de capital, conforme mencionado no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011” o valor associado a este parâmetro é de 7,55% para 2009, sendo os valores de 2010 e 2011 determinados com base na rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$, acrescida de 300 pontos base.

O custo de capital, antes de impostos, para os investimentos valorizados a preços de referência a vigorar ao longo do período de regulação 2009-2011 é calculado pela adição de 450 pontos base à taxa das OT a 10 anos, determinada com base na rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período

compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$. Assim, para 2009, o custo de capital é fixado em 9,05%.

OUTROS CUSTOS ACEITES FORA DA BASE DO REVENUE CAP

Para além dos valores que resultam da aplicação dos parâmetros definidos para 2009, existem ainda os custos com as tarifas transfronteiriças, as rendas de congestionamento, os custos com o ambiente e os custos com limpeza de florestas afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

Relativamente às rendas de congestionamento recebidas pela REN, a ERSE considerou que o montante deve ser afectado às seguintes rubricas, de acordo com a seguinte prioridade:

- Custo com as tarifas transfronteiriças.
- Investimento em interligações.
- O remanescente revertido nas tarifas.

Esta metodologia com efeitos desde 2007¹², teve implicações não só em termos do ajustamento de 2007 como também na base de activos a remunerar, uma vez que o montante recebido é considerado um subsídio ao investimento.

Assim, o valor recebido em 2007, de 23,2 milhões de euros foi repartido da seguinte forma:

- 3,5 milhões de euros para cobrir o custos com as tarifas transfronteiriças de 2007.
- 19,7 milhões de euros como um subsídio ao investimento em interligações.

De acordo com a informação enviada pela empresa relativa aos valores realizados em 2007 verifica-se que o investimento no reforço da capacidade de interligação, em 2007 foi superior ao montante que se está a considerar como subsídio pelo que não haverá lugar à devolução de qualquer montante directamente às tarifas.

A informação dos valores ocorridos e tendo em conta a entrada em exploração dos respectivos projectos implicou uma redução de proveitos em 2009 de 2 milhões de euros.

O Quadro 4-10 apresenta o investimento em interligações em 2007 e as previsões até 2011.

¹² Ver justificação no documento "Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009".

Quadro 4-10 - Investimento no reforço da capacidade de interligação

Unidade: 10³ EUR

	Até 2006	2007	2008	2009	2010	2011	>2011	Total	entrada em exploração
Extensão dos 400 kV Douro internacional	117	111	1 605	25 832	3 024			30 689	Nov-09
Reforço da interligação Douro Litoral	137	242	3 688	15 050	60			19 177	Set e Nov 09
Reforço da ligação 400 kV Alto Lindoso-Riba de Ave	0	178	364					543	Mai e Jun 08
Interligação Alqueva-Broalves	4 955	11 751	341					17 047	Dez-07
Reconversão para 400 kV linha Valdigem-Vermoim 1									
Painéis	0	13	155	798				966	Jun-09
Linhas	315	14 212	7 004	127				21 658	Jul-08
Total	5 524	26 507	13 158	41 807	3 084	0	0	90 080	

Na revisão regulamentar que ocorreu este ano decidiu-se alterar a forma de aceitação dos custos ambientais, passando a aceitá-los *a priori* com base nos valores do PPDA.

Tendo em conta a metodologia apresentada no capítulo 3 deste documento o montante atribuído à REN ronda os 2,4 milhões de euros.

Relativamente aos custos com limpezas de florestas, o Decreto-Lei nº 124/2006, de 28 de Junho, 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 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 7 m 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 actividade não substitui a tradicional actividade de controlo da vegetação, indispensável como actividade de manutenção, de modo a garantir a segurança de exploração da linha.

A limpeza das florestas começou a ter expressão pela primeira vez em 2007, tendo o custo atingido cerca de 0,7 milhares de euros. Em 2008 foram contratualizadas e estão em curso intervenções em dezenas de concelhos, estando a REN a prever que o custo atinja os 2 milhões de euros.

Ainda não foram enviados por todas as câmaras os seus PMDCI, pelo que assumindo que fazem uma abordagem maximalista das áreas de intervenção, até se completar a volta completa a todos os concelhos do país onde há linhas da REN e simultaneamente florestas, os custos anuais podem, segundo estimativa da REN, atingir os 5 milhões de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

Devido a este custo ser imposto por via administrativa, não controlável pela empresa e por se desconhecer os montantes realmente envolvidos, estes custos são aceites fora dos custos controláveis, e são ajustados com base em valores ocorridos, para 2009 aceitou-se um custo previsional de 2,7 milhões de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2009

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

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	2010	2011
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	44 952	40 805		
1	Componente de custos de exploração	44 952	39 952		
	Factor de eficiência a aplicar aos custos de exploração			0,50%	0,50%
2	Custo incremental associado à extensão de rede	--	430		
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	--	559		
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	--	5 470		
5	Variação do número de painéis de subestações	--	112		
	Factor de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados à extensão da rede de transporte e ao n.º de painéis			a definir	a definir
B	Custos com capital [(6)]	168 246	194 008		
6	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	168 246	194 008		
a	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	77 323	84 123		
b	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 298 901	1 455 439		
c	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,00%	7,55%	O.T + 300 p.p.	O.T + 300 p.p.
C	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(7) x (8) x (1 + 0,5 x (9))]	--	n.a.		
7	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	--		a definir	a definir
8	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	--			
9	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	--			
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	2 898	0		
E	Custos com a promoção do desempenho ambiental	--	5 121		
F	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	--	--		
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-4 187	7 671		
H	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica [A + B + C + D + E + F - G]	220 284	232 263		

4.3 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

As actividades reguladas da EDP Distribuição têm sofrido alterações ao longo desta primeira década de regulação.

No primeiro período de regulação, de 1999 a 2001, foram reconhecidas à EDP Distribuição duas actividades para efeitos de regulação: Distribuição de Energia Eléctrica e Comercialização de Energia Eléctrica. Ambas as actividades foram reguladas por *price-cap*, existindo em simultâneo um mecanismo de partilha de lucros de forma a limitar os proveitos excessivos.

No segundo período de regulação, 2002-2004, passaram a ser quatro actividades: Distribuição de Energia Eléctrica, Comercialização de Redes, Comercialização no SEP e Compra e Venda de Energia Eléctrica.

Paralelamente à alteração das actividades, também houve alteração nas formas de regulação. Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica manteve-se a regulação por *price-cap*, enquanto que nas actividades de comercialização a regulação passou a ser por taxa de remuneração com custos aceites *a priori*. A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica servia como intermediário à passagem dos custos a montante do fornecimento de energia (aquisição de energia eléctrica, gestão global do sistema e utilização da rede de transporte) provenientes da entidade concessionária da RNT, bem como, das compras de energia eléctrica efectuados pelo operador da rede em AT e MT no âmbito da parcela livre.

O mecanismo de partilha de lucros foi eliminado e os custos associados aos incentivos à redução de perdas, à melhoria da qualidade de serviço, à promoção da qualidade do ambiente e à promoção de políticas de gestão da procura, passaram a ser aceites *a posteriori*.

No terceiro período de regulação, 2005, e dado ter-se tratado de um ano de regulação transitório, mantiveram-se as actividades e a forma de regulação das mesmas.

No quarto período de regulação, 2006-2008, a nova organização do Sistema Eléctrico Nacional, nomeadamente a existência da figura de comercializador regulado e a aplicação da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, obrigando no n.º 3 do artigo 19.º à existência de contas separadas na contabilidade interna da empresa e à apresentação de um balanço e uma demonstração de resultados por actividade, justificou uma reorganização das actividades exercidas pela EDP Distribuição.

As actividades reguladas da EDP Distribuição passaram a ser:

- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte,
- Distribuição de Energia Eléctrica,

- Comercialização de Redes,
- Compra e Venda de Energia Eléctrica,
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição,
- Comercialização.

As três primeiras actividades exercidas pela EDP Distribuição enquanto operador da rede de distribuição e as restantes actividades enquanto comercializador regulado.

As actividades de Compra e Venda são actividades de transferência de custos. Mantiveram-se para todas as actividades a forma de regulação do período anterior.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, atribui a licença de comercializador de último recurso a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades no Sistema Eléctrico Nacional, a constituir pela EDP Distribuição-Energia, S.A.. De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, esta sociedade foi constituída em 2006, tendo iniciado a actividade em 2007.

Na sequência destes diplomas, os proveitos permitidos para 2007 e 2008, foram calculados considerando que a EDP Distribuição, enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição exerce as actividades de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes e que a EDP Serviço Universal, SA, enquanto comercializador de último recurso, exerce as actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica, de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição e de Comercialização.

A separação da actividade de Comercialização de Redes da actividade de Distribuição, embora meramente contabilística, era uma realidade que existia apenas em Portugal e só para o sector eléctrico, pelo que a harmonização regulatória entre o sector do gás natural e da electricidade, e ainda a possibilidade da existência do OLMC¹³ foram alguns dos factores subjacentes à decisão de incorporar a actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2009.

Uma outra vantagem desta fusão prende-se com o facto de se verificarem transferências de custos entre actividades com separação apenas contabilística e com duas formas de regulação distintas, durante o período de regulação. Assim, caso não se tivesse optado pela fusão das actividades, a solução seria uniformizar as formas de regulação de modo a não incentivar a transferência de custos, durante o período de regulação, da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica regulada por limitação ao preço para a actividade de Comercialização de Redes regulada por custos aceites em base anual.

¹³ Operador Logístico de Mudança de Fornecedor.

A análise detalhada dos valores enviados pela empresa para os anos de 2008 a 2011 é feita no documento "Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas" que se anexa. Nele é analisada, para cada uma das actividades reguladas da EDP Distribuição, a evolução das principais rubricas de custos e investimentos ao longo dos anos, desde 2002 até 2011.

Neste ponto, sempre que se revele importante:

- Analisam-se as principais condicionantes externas que tiveram impacto no desempenho da empresa em 2007 e que terão reflexo no valor dos proveitos permitidos nas várias actividades para os anos de 2008 e 2009.
- Identificam-se as principais decisões de gestão tomadas pela EDP Distribuição com impacte no valor dos proveitos permitidos no ano de 2009.
- Descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às actividades reguladas da entidade concessionária da RND em 2009.
- Por último, apresentam-se os proveitos permitidos para cada actividade da entidade concessionária da RND.

Começa-se por uma análise de questões relativas a toda a empresa e segue-se uma análise de questões específicas de cada actividade.

INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EDP Distribuição respeitante aos anos de 2008 a 2011 está de acordo com as normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE e inclui:

- Balanço de energia eléctrica.
- Informação previsional da EDP Distribuição, que inclui nomeadamente as demonstrações financeiras previsionais e algumas regras de repartição.
- Custos incrementais de distribuição.

De uma forma geral, a informação relativa aos custos de exploração está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE, assim como a justificação da sua evolução.

A ERSE publicou o Despacho n.º 4 168-A/2005, de 24 de Fevereiro, com o objectivo de normalizar a informação de detalhe sobre investimentos em conciliação com o rigor, transparência e a exigência associada a essa informação, para efeitos de uma regulação objectiva e transparente. A sistematização desta informação tem como objectivos:

- Compatibilizar os planos de investimentos nas redes de acordo com o RARI e os orçamentos de investimentos enviados pela EDP Distribuição para efeito de cálculo anual dos proveitos permitidos, no âmbito do Regulamento Tarifário.
- Acompanhar os investimentos da EDP Distribuição.
- Acompanhar as obras concluídas com vista à sua aceitação, conforme previsto no Regulamento Tarifário.

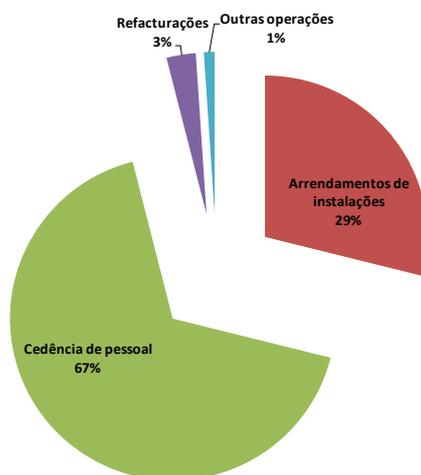
PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

A EDP Distribuição em 2007 contratou um novo auditor externo para preparar o processo de análise dos preços de transferência das operações vinculadas¹⁴ com as restantes empresas do Grupo EDP.

Os termos praticados nas operações dos custos conexos com a aquisição de energia (sobrecustos), e da utilização e comercialização das redes, não resultam da interação entre a oferta e a procura, sendo definidos pelo regulador, pelo que não foram objecto de análise no âmbito do cumprimento do princípio de plena concorrência.

Assim, as operações realizadas pela EDP Distribuição, ao nível de proveitos, analisadas no processo dos preços de transferência tiveram o seguinte desdobramento:

Figura 4-7 - Operações realizadas pela EDP Distribuição ao nível dos proveitos, em 2007

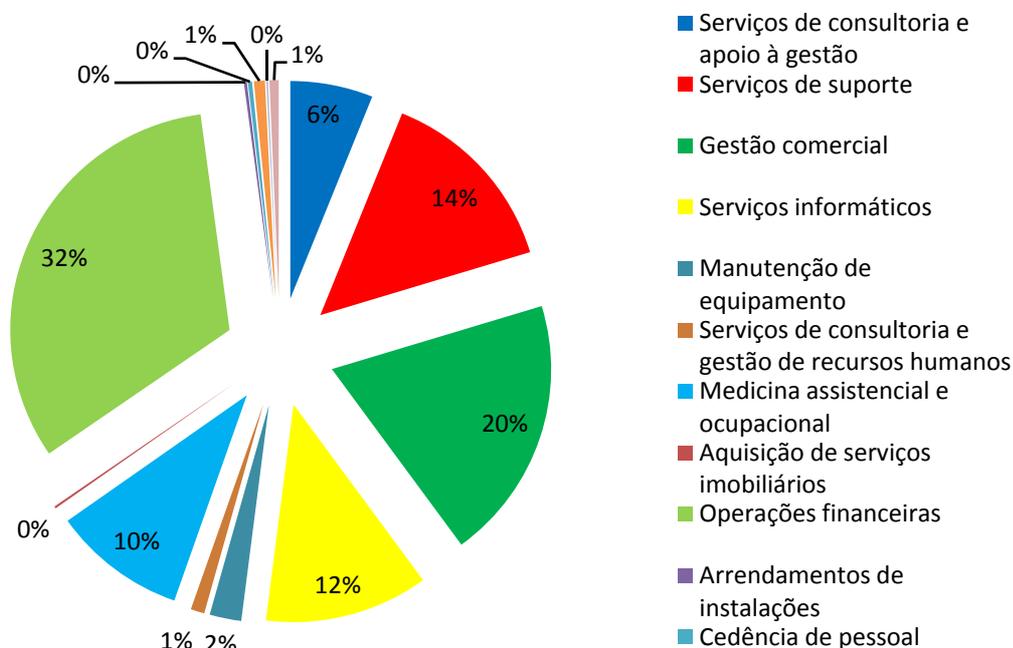


Fonte: Deloitte

¹⁴ Transacções efectuadas entre empresas relacionadas.

As operações realizadas pela EDP Distribuição, ao nível de custos, analisadas no processo dos preços de transferência subdividem-se como segue:

Figura 4-8 - Operações realizadas pela EDP Distribuição ao nível dos custos, em 2007



Fonte: Deloitte

O estudo realizado pelo auditor contratado pela EDP Distribuição conclui que em todas as operações vinculadas realizadas no exercício de 2007 foi respeitado o princípio de plena concorrência.

A análise do estudo efectuado pelo auditor contratado pela EDP Distribuição suscitou à ERSE várias questões a nível da avaliação do cumprimento do princípio de plena concorrência que necessitam de ser melhor justificadas.

Nesse sentido, a ERSE irá promover um estudo recorrendo a uma entidade independente. Este estudo permitirá à ERSE implementar os critérios de repartição de custos decorrentes de operações com empresas relacionadas, que reflectam adequadamente os custos que os consumidores de energia eléctrica devem suportar.

4.3.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

A actividade 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.

O Regulamento Tarifário prevê que o diferencial da aquisição a produtores em regime especial relativamente ao preço médio de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime ordinário seja transferido para a tarifa de Uso Global do Sistema, de forma a ser pago por todos os consumidores de energia eléctrica.

O diferencial do custo com as aquisições de energia eléctrica aos produtores em regime especial passou a integrar, desde 1 de Janeiro de 2007, os proveitos da UGS ao nível do operador da rede de distribuição.

Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008.

Esta actividade recupera ainda os custos com a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC).

Na revisão regulamentar de 2008 passou a recuperar também os custos com a aplicação da tarifa social.

4.3.1.1 DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

O diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial inclui não só os ajustamentos apurados em 2007 e 2008 como também o sobrecusto do próprio ano.

O Quadro 4-12 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do mesmo.

Quadro 4-12 - Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial

Unidade: 10³ EUR

Sobrecusto da PRE		2007	2008	2009
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	191 947	223 801	304 530
a	Custo de aquisição	496 440	846 347	1 062 279
b	Quantidades	5 306	8 919	10 856
c	Preço de mercado	57,39	69,80	69,80
2	Ajustamento <i>t-1</i>	0	0	135 167
3	Ajustamento <i>t-2</i>	0	0	31 094
A	Sobrecusto PRE^{FER} [(1) - (2) - (3)]	191 947	223 801	138 269
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	181 558	132 991	142 939
d	Custo de aquisição	458 390	364 308	400 082
e	Quantidades	4 824	3 314	3 684
f	Preço de mercado	57,39	69,80	69,80
5	Ajustamento <i>t-1</i>	0	0	163 563
6	Ajustamento <i>t-2</i>	0	0	21 814
B	Sobrecusto PRE^{FENR} [(4) - (5) - (6)]	181 558	132 991	-42 438
C	Sobrecusto PRE [(A) + (B)]	373 505	356 792	95 831

Unidade: 10³ EUR

Ajustamento do sobrecusto da PRE		2007	2008
Sobrecusto considerado para Tarifas		219 912	352 167
Desvio no valor do sobrecusto		27 965	128 366
taxa de juro		5,447%	5,298%
Desvio actualizado Sobrecusto PRE^{FER}		31 094	135 167
Sobrecusto considerado para Tarifas		201 176	288 324
Desvio no valor do sobrecusto		19 618	155 334
taxa de juro		5,447%	5,298%
Desvio actualizado Sobrecusto PRE^{FENR}		21 814	163 563
Total dos desvios actualizados		52 908	298 730

4.3.1.2 DÉFICE TARIFÁRIO DE BT

Os valores dos défices de BT referentes a 2006 e 2007 afectos à EDP Serviço Universal atingiram os 178 074 milhares de euros. Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008. Assim, para efeito de tarifas de 2009 considerou-se um proveito nesta actividade de 23,5 milhões de euros, o qual deverá ser transferido mensalmente para os bancos concessionários (Artigo 63.º do Regulamento das Relações Comerciais).

O Quadro 4-13 sintetiza os valores do défice em dívida e a renda anual de 2009 a transferir para os bancos concessionários.

Quadro 4-13 - Déficit tarifário de BT afecto ao comercializador de último recurso

	Unidade: EUR			
	Saldo em dívida em 2008	Juros 2009	Valores incluídos nas tarifas de 2009	Saldo em dívida em 2009
Continente (BCP e CGD)	163 855 369	8 925 202	23 513 907	149 266 664
Déficit de BT de 2006	118 774 979	6 469 673	17 044 689	108 199 963
Continente	114 142 683	6 217 352	16 379 936	103 980 099
Regiões Autónomas	4 632 296	252 321	664 753	4 219 864
Déficit de BTn de 2007	45 080 390	2 455 529	6 469 218	41 066 701
Continente	43 320 078	2 359 645	6 216 606	39 463 116
Regiões Autónomas	1 760 312	95 884	252 612	1 603 584

Nota: entre parêntesis identificam-se os bancos cessionários.

4.3.1.3 CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

A tarifa social é uma opção dos clientes em BTN com potência contratada até 2,3 kVA, e com um consumo anual igual ou inferior a 400 kWh (500 kWh nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira), que se destina aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional. Os preços da tarifa social são calculados com base nos preços da tarifa simples, sendo aplicado ao termo de potência contratada um desconto.

Na sequência da revisão do Regulamento Tarifário em 2008, este subsídio contido na tarifa social passa a integrar a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), nomeadamente como um custo decorrente de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no montante de 79 milhares de euros.

4.3.1.4 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 respectiva 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 respectivo 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 o montante da parcela fixa seja repercutido na facturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de facturação do sector eléctrico.

4.3.1.4.1 PARCELA FIXA DOS CMEC

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 actuais, à data de cessação, do CAE cessado e dos montantes expectáveis anualmente para as receitas de mercado deduzidas dos encargos variáveis de exploração.

Esta 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.

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.

De acordo com a alínea a) do n.º 1 do artigo 4º do Decreto-Lei n.º 240/2004, a taxa de actualização considerada no cálculo do valor inicial dos CMEC é a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa, em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, acrescida de 0,25 pontos percentuais. No 5º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, a 8 de Junho de 2007, esta taxa acrescida de 0,25 pontos percentuais correspondia a 4,85%.

Com base nesta taxa, o valor inicial dos CMEC apurado a 1 de Julho de 2007 é de 833,467 milhões de euros, sendo o seu pagamento devido aos centros electroprodutores da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A..

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

De acordo com a alínea b) do n.º 4 do artigo 5º do Decreto-Lei n.º 240/2004, a taxa de juro da renda anual sobre o valor inicial dos CMEC será a menor das seguintes taxas:

- A taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor, a definir, por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
- No caso de o produtor ceder a terceiros, para efeitos de titularização, o direito ao recebimento do montante das compensações, a taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares em cada operação de titularização dos activos referidos na alínea anterior, incluindo os custos incorridos com a montagem e manutenção da referida operação de titularização.

A Portaria n.º 611/2007, de 20 de Julho, veio definir que o custo médio do capital da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A é de 7,55%.

A renda anual dos CMEC calculada à taxa de 7,55% é de 81,2 milhões de euros.

O desvio do 2.º semestre resulta, por um lado, de se ter calculado a renda mensal dos CMEC considerando que a EDP iria titularizar o CMEC no 1º trimestre de 2007, à taxa de 5,22% e, por outro lado, por se ter subestimado a potência contratada a facturar nas tarifas de Acesso às Redes pelos operadores de rede de distribuição em Portugal continental.

O ajustamento de 2007 atinge os 6,8 milhões de euros. A forma de cálculo deste ajustamento encontra-se sintetizada no Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Ajustamento da parcela fixa referente ao 2.º semestre de 2007

Ajustamento da parcela fixa de 2007

Dta de aplicação dos CMEC	1-Jul-07	1-Jan-28
CMEC a 1 Julho 2007	€ 833 467 159	
Taxa anual	7,55%	20,50
Taxa semestral	3,71%	41,00
Taxa mensal	0,61%	246,00
Taxa diária	0,02%	
	Renda	mensalidade
Renda anual	€ 81 185 197	€ 6 765 433 para 2008 até securitização
Renda semestral	€ 39 854 040	€ 6 642 340 para 2007

(a) Amortização dos CMEC

Data de recebimento pela EDP Produção	24-Jul-07	1-Oct-07	1-Oct-07	22-Oct-07	2-Jan-08	2-Jan-08	24-Jan-08
Saldo inicial	€ 833 467 159	€ 837 298 631	€ 843 183 052	€ 837 467 052	€ 835 265 440	€ 842 388 793	€ 837 337 364
Juros	€ 3 831 472	€ 11 600 421	€ 0	€ 3 514 388	€ 12 079 014	€ 0	€ 3 681 537
Parcela Fixa paga à EDP Produção	€ 0	€ 5 716 000	€ 5 716 000	€ 5 716 000	€ 4 955 661	€ 5 051 430	€ 6 080 036
Saldo final	€ 837 298 631	€ 843 183 052	€ 837 467 052	€ 835 265 440	€ 842 388 793	€ 837 337 364	€ 834 938 865

(b) Amortização dos CMEC (Decreto-lei)

Datas previstas	24-Jul-07	24-Aug-07	25-Sep-07	24-Oct-07	26-Nov-07	28-Dec-07	24-Jan-08
Saldo inicial	€ 833 467 159	€ 837 298 631	€ 835 848 332	€ 834 556 770	€ 832 754 629	€ 831 610 403	€ 830 291 711
Juros	€ 3 831 472	€ 5 192 041	€ 5 350 777	€ 4 840 199	€ 5 498 114	€ 5 323 648	€ 4 482 468
Parcela fixa mensal	€ 0	€ 6 642 340	€ 6 642 340	€ 6 642 340	€ 6 642 340	€ 6 642 340	€ 6 642 340
Saldo final	€ 837 298 631	€ 835 848 332	€ 834 556 770	€ 832 754 629	€ 831 610 403	€ 830 291 711	€ 828 131 839

Desvio acumulado € 6 807 026

Este ajustamento de 6,8 milhões de euros é recuperado em 2009 acrescido de juros, à taxa de 7,55%, totalizando 7,6 milhões de euros. O montante da parcela fixa a recuperar em 2009 é de 88,8 milhões de euros.

4.3.1.4.2 PARCELA DE ACERTO

Conforme referido, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, os CMEC revestem uma compensação que assegurava a apropriada equivalência económica relativamente à posição de cada parte no CAE. O valor definido para a compensação poderá ser alterado anualmente tendo em conta a evolução de um conjunto de variáveis face ao previsto inicialmente.

O ajustamento aos CMEC decorre da aplicação da fórmula que se segue.

Ajustamento sobre o encargo fixo: Produto do encargo fixo ocorrido e da diferença entre os factores de disponibilidades ocorridos e os ajustados de modo a considerar variações dos factores que definem o encargo fixo.

$$Re\ vis\ ão_{ki} = \left[\sum_{m=1}^{12} EF_{kmi} \times (Km_{kmi} - Kp_{kmi}) \right] +$$

$$+ \left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}} - \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\sum_{h=1}^5 (VV_{kimh} \times PV_{imh}) - VV_{kim} \times EVV_{kim} \right] + GP_{ki} + SS_{ki} \right\}$$

Ajustamento sobre a margem de mercado: Diferença entre a margem de mercado prevista e ocorrida tendo em conta as simulações do Valorágua

Como se pode observar este ajustamento resulta da soma de duas parcelas: o ajustamento sobre os encargos fixos e o ajustamento sobre a margem de mercado. A margem de mercado é dada pela diferença entre as receitas de exploração e os custos de exploração.

O Quadro 4-15 apresenta a desagregação das diferentes componentes que compõem o ajustamento ao montante dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual para o 2º Semestre de 2007, evidenciando o contributo das centrais hídricas e térmicas, bem como o valor do Fundo de Correção de Hidraulicidade referentes a este período.

Observa-se que cerca de 2/3 do valor apurado para o ajustamento deve-se às centrais térmicas. Registe-se o contributo das receitas dos serviços de sistema para a diminuição do ajustamento em 16,4 milhões de euros. Estas receitas são apresentadas em separado tendo em conta a formulação do ajustamento.

Quadro 4-15 - Ajustamento do montante dos CMEC

Unidade: 10³ Eur

		Valor apurado para o 2º semestre 2007	Cálculo valor inicial dos CMEC	Valor definido para Ajustamento
Receitas de mercado				
1.1	Centrais hídricas	157 809	184 522	-26 713
1.2	Centrais térmicas	278 565	274 538	4 027
1=1.1+1.2	Total	436 374	459 060	-22 686
Custos de exploração				
2	Centrais térmicas	185 606	115 186	70 420
Margem de exploração				
3.1=1.1	Centrais hídricas	157 809	184 522	-26 713
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	92 959	159 352	-66 393
3=1-2	Total	250 768	343 874	-93 106
Receitas de serviço de sistema				
4.1	Centrais hídricas	13 100	0	13 100
4.2	Centrais térmicas	3 261	0	3 261
4=4.1+4.2	Total	16 361	0	16 361
Encargo fixo e outros encargos				
5.1	Centrais hídricas EF	269 386	261 876	7 510
5.2	Centrais térmicas EF	195 463	183 481	11 982
5.3	Centrais hídricas OE	833	0	833
5.4	Centrais térmicas OE	13 358	8 865	4 493
5=5.1+5.2+5.3+5.4	Total	479 040	454 222	24 818
Ajustamento total para o 2º semestre 2007				
6.1=5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	99 310	77 354	21 956
6.2=5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	112 601	32 994	79 607
6=6.1+6.2	Total	211 911	110 348	101 564

Fonte: REN, EDP

O impacte do ajustamento do montante dos CMEC, de 101 564 milhares de euros na tarifa de UGS, é substancialmente diminuído para 41 494 milhares de euros com a aplicação do mecanismo de Correção de Hidraulicidade que corrige o ajustamento dos efeitos da variabilidade hidroelétrica face a um ano médio.

Quadro 4-16 - Ajustamento do montante dos CMEC e Correção de Hidraulicidade

Unidade: 10⁶ Eur

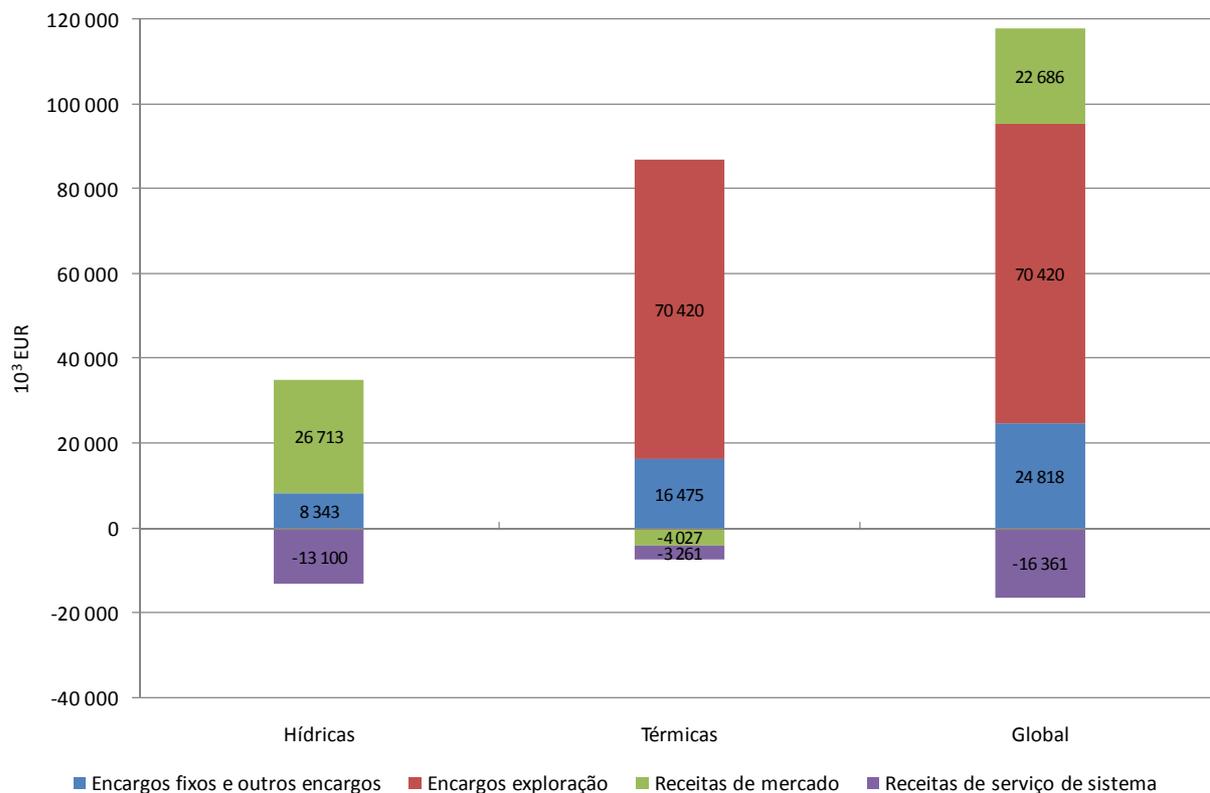
Ajustamento para o 2º semestre 2007				
1		211,9	110,3	101,6
Fundo de correção de hidraulicidade				
2.1	Encargos variáveis			33,4
2.2	Receita de mercado			9,9
2.3	Reservas nas albufeiras			18,9
2.4	Acerto da "Parcela da Alínea c)"			-2,3
2=2.1+2.2+2.3+2.4	Total			60,1
Montante a aplicar nas tarifas				
3=1-2	Total			41,5

A Figura 4-9 mostra o peso de cada componente no ajustamento do montante dos CMEC referente ao segundo semestre de 2007, evidenciando-se a contribuição das centrais térmicas e hídricas.

Observa-se que:

- O desvio no encargo de exploração das centrais térmicas representa cerca de 2/3 do ajustamento global, sendo que no caso destas centrais o ajustamento decorrente do ajuste ao encargo fixo e às receitas de mercado é quase anulado pelo ajustamento em sentido contrário devido às receitas de serviços de sistema.
- No caso das centrais hídricas, o ajustamento deve-se em grande parte às receitas de mercado, bem como ao encargo fixo.

Figura 4-9 - Ajustamento do montante dos CMEC



Fonte: REN, EDP

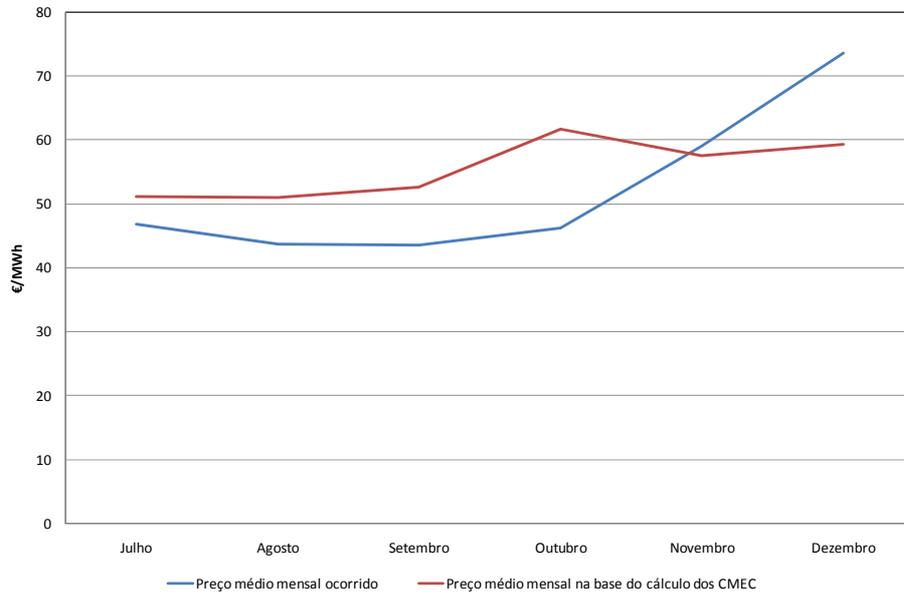
Na análise que se segue tentar-se-á analisar o contributo destas componentes, nomeadamente dos custos de exploração, das receitas de mercado e dos encargos fixos, para o valor do ajustamento do montante dos CMEC referente ao período em análise. A análise apresenta duas vertentes. Por um lado, procurar-se-á caracterizar a evolução de cada uma destas componentes face ao ocorrido no ano passado e, por outro lado, compara-se o ocorrido no semestre em análise face ao previsto para esse período aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC.

RECEITAS DE MERCADO

As receitas de mercado decorrem do produto das quantidades vendidas e do preço médio da energia vendida.

O preço médio mensal de mercado, não ponderado pelas quantidades, verificado em Portugal foi inferior ao implícito no cálculo do valor inicial dos CMEC, com excepção dos meses de Novembro e de Dezembro. Assim, o valor médio dos preços médios mensais de 52,2 €/MWh foi inferior a 55,5 €/MWh, previsto para o segundo semestre.

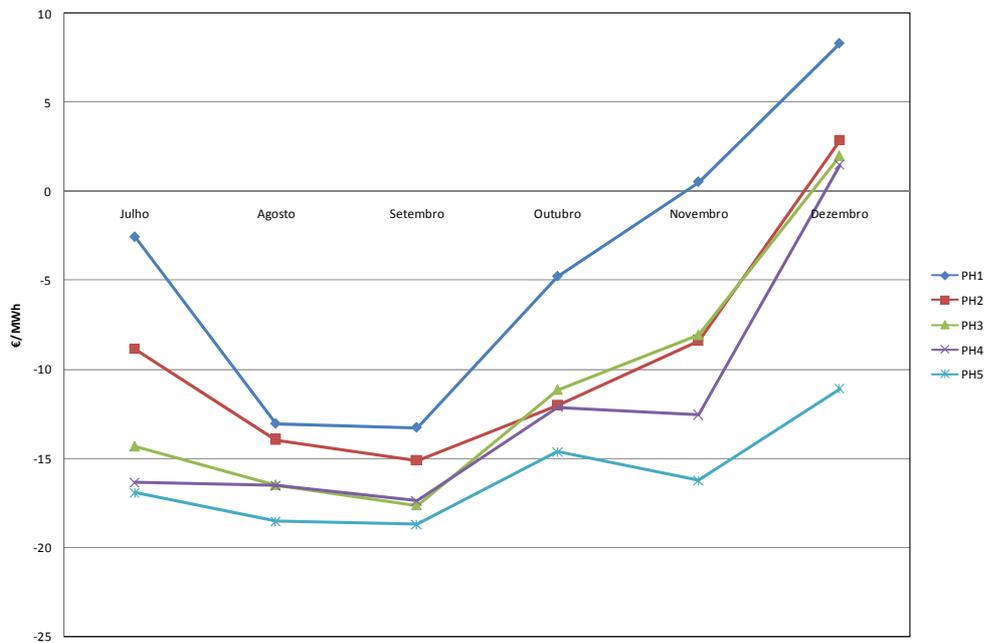
Figura 4-10 – Preço médio mensal definido no cálculo do valor inicial dos CMEC e na especificação do valor da revisibilidade



Fonte: OMEL, REN e EDP

Este facto é mais saliente no posto horário 1 do que no posto horário 5, conforme se pode verificar pela análise da Figura 4-11.

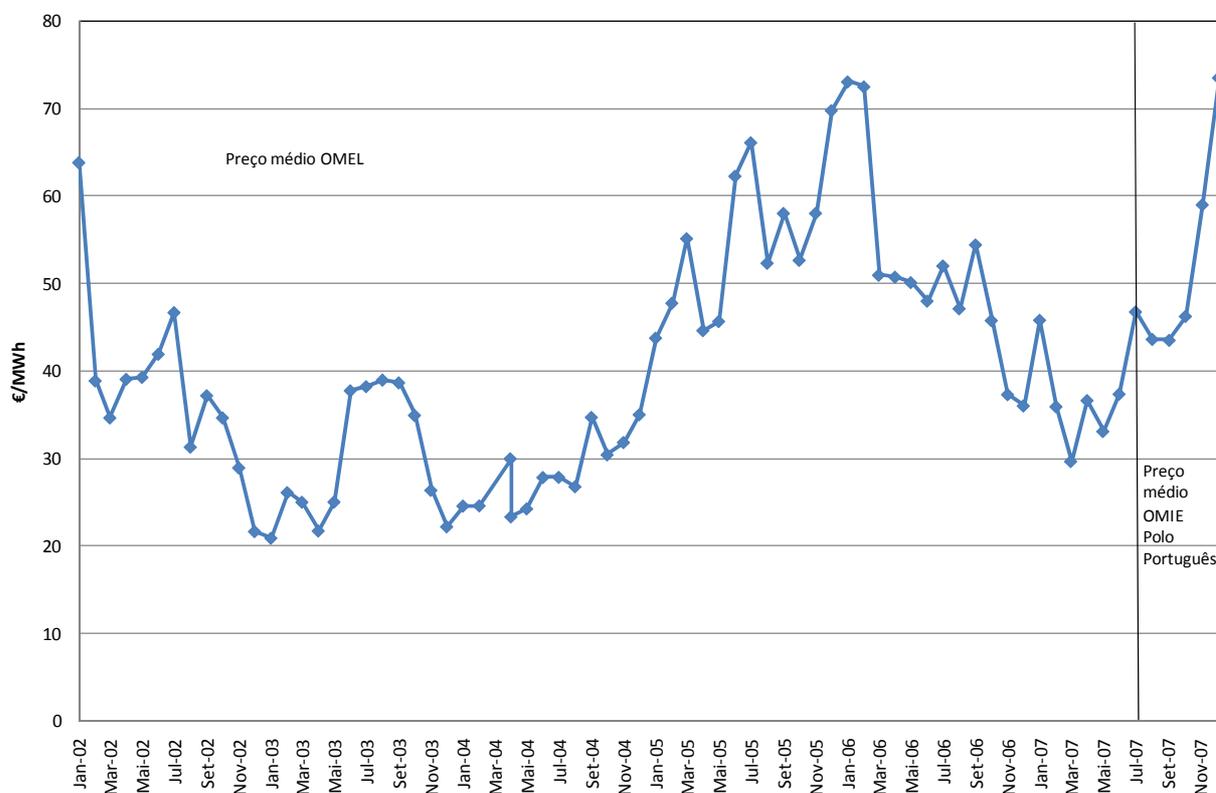
Figura 4-11 – Diferença entre o preço médio mensal por posto horário definido no cálculo do valor inicial dos CMEC e na especificação do valor da revisibilidade



Fonte: REN, EDP, ERSE

O preço médio ocorrido no 2º Semestre de 2007, embora mais baixo do que o previsto é ligeiramente superior ao verificado no ano anterior.

Figura 4-12 – Evolução do preço médio mensal desde Janeiro 2002



Fonte: OMEL

Apesar do preço médio de mercado ter sido inferior ao previsto, o preço médio da energia vendida, simulado com base nas quantidades definidas pelo modelo Valorágua, foi ligeiramente superior ao previsto. Registe-se que o valor do preço médio de mercado previsto incorporava as receitas de mercado o que acentua, de facto, o diferencial existente entre estes dois preços.

Quadro 4-17 – Preço médio da energia vendida

Unidade: €/MWh

Julho-Dez 2007 Cálculo valor inicial dos CMEC (1)	Julho-Dez 2007 Revisibilidade (2)	% [(2)-(1)]/(1)
55,51	57,61	3,8%

Fonte: REN, EDP, ERSE

No caso das centrais térmicas e como mostra o Quadro 4-15, o facto do preço médio de venda da energia eléctrica, decorrente das quantidades simuladas pelo modelo Valorágua, ter sido superior ao previsto, justifica que as receitas de mercado tenham sido superiores ao implícito no cálculo do montante inicial dos CMEC, não obstante as quantidades produzidas terem sido inferiores ao previsto (mesmo após a correcção da hidráulicidade).

No caso das centrais hídricas, a diferença entre as receitas de mercado previstas e ocorridas decorre da produção destas centrais ter sido inferior em cerca de 600 GWh ao previsto. Caso a produção tivesse sido vendida ao preço médio da energia previsto para o 2º semestre de 2007, e não ao preço ocorrido, a perda de receitas seria de 33,3 milhões de euros, em vez dos 26,6 milhões de euros. Assim, também neste caso o preço médio da energia eléctrica vendida teve um impacte positivo no valor das receitas de mercado.

Quadro 4-18 – Quantidades produzidas no 2º semestre de 2007

Unidade: GWh

	Previsão implícita no cálculo dos CMEC (1)	Revisibilidade (2)	% [(2)-(1)]/(1)	Produção após anulação efeito de hidráulicidade (3)	% [(3)-(1)]/(1)
Carregado	1	67	6564%	16	1505%
Setúbal	248	495	99%	162	-35%
Sines	4 807	4 363	-9%	4 357	-9%
Restantes centrais térmicas CPPE	123	53	-	53	-
Total hídricas líquidas de bombagem	3 214	2 625	-18%	3 467	8%
Total das centrais com CMEC	8 393	7 602	-9%	8 053	-4%

Nota: Os valores da revisibilidade incluem o dia 1 de Julho de 2007. A produção das hídricas é deduzida da bombagem.

Fonte: REN, EDP

Registe-se que em termos anuais, a diminuição da produção ocorrida no 2º semestre face ao previsto foi determinante para que no ano de 2007 as centrais com CMEC tenham produzido cerca de 13% menos do que em 2006. Observa-se que a diminuição foi mais acentuada nas centrais térmicas a fuelóleo, mais caras, do que na central de Sines.

Quadro 4-19 – Evolução das quantidades produzidas desde 2005

	Unidade: GWh					Evolução [(4)-(3)]/(3)	Evolução [(5)-(2)]/(2)
	2005	2006	2007				
	(1)	(2)	Jan-Jun (3)	Revisibilidade Jul-Dez (4)	Total (5)=(4)+(3)		
Carregado	1 185	238	99	67	166	-33%	-30%
Setúbal	3 557	1 227	457	495	952	8%	-22%
Sines	9 536	9 632	3 681	4 363	8 044	19%	-16%
Restantes centrais térmicas CPPE	236	218	61	53	114	-13%	-48%
Total hídricas líquidas de bombagem	3 748	8 954	5 760	2 625	8 385	-54%	-6%
Total das centrais com CMEC	18 263	20 268	10 058	7 602	17 660	-24%	-13%

Fonte: REN, EDP

O Quadro 4-20 compara as receitas de mercado ocorridas com aplicação do Valorágua e as previstas. Mesmo após, a anulação do efeito da hidraulicidade o valor das receitas de mercado é inferior ao previsto.

Quadro 4-20 – Receitas de mercado no 2º semestre de 2007

Unidade: 10 ³ euros					
Valor inicial dos CMEC (1)	Cálculo da revisibilidade (2)	Correcção da hidraulicidade (3)	Cálculo da revisibilidade após correcção hidraulicidade (4)=(3)+(2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(4)-(1)]/(1)
459 060	436 374	9 900	446 274	-4,9%	-2,8%

Fonte: REN, EDP

Assim, da análise dos dados apresentados referentes às receitas de mercado salientam-se os seguintes pontos:

- A diferença entre as quantidades previstas produzidas pelas centrais hídricas e a produção definida pelo modelo Valorágua, com base nas afluências reais, para o 2.º semestre de 2007 é a principal razão que justifica a diferença de 26,6 milhões de euros entre as receitas de mercado previstas e ocorridas. Contudo, a diferença seria ainda maior caso a energia eléctrica tivesse sido vendida ao preço médio previsto.
- No que diz respeito às centrais térmicas, as receitas de mercado foram superiores ao previsto, apesar das quantidades produzidas terem sido inferiores. Este facto também se deve ao preço médio de venda da energia produzida simulado pelo modelo Valorágua ter sido superior ao implícito no cálculo do valor inicial dos CMEC.

CUSTOS TOTAIS COM CENTRAIS COM CMEC: ENCARGOS VARIÁVEIS, ENCARGOS FIXOS E DISPONIBILIDADES

Por forma a se poder enquadrar os custos com as centrais com CMEC referentes ao 2.º semestre de 2007, estes são apresentados na lógica vigente nos CAE, desagregados por encargos de energia

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

(custos de exploração, nomeadamente, combustíveis e O&M) e por encargos de potência (produto do encargo fixo pela disponibilidade ao qual é somado a rubrica outros encargos).

No 2.º trimestre os encargos totais com as centrais com CMEC foram superiores em 17% ao previsto, considerando a correcção da hidraulicidade¹⁵ este desvio reduz-se para 8%.

Quadro 4-21 – Encargos totais com as centrais com CMEC no 2º semestre 2007

Unidade: 10³ EUR

	Cálculo valor inicial dos CMEC (1)	Revisibilidade (2)	% [(2)-(1)]/(1)	Correcção de hidraulicidade (3)	Revisibilidade com efeito correcção hidraulicidade (4)=(2)-(3)	% [(4)-(1)]/(1)
Custos de exploração	115 186	185 606	61%	52 340	133 266	16%
Encargos fixos e O&M	454 222	479 040	5%	0	479 040	5%
Encargos totais com centrais com CMEC Potência e energia	569 408	664 646	17%	52 340	612 306	8%

Fonte: REN, EDP

Em termos unitários as diferenças são maiores. Se forem considerados os encargos totais por unidade produzida o desvio apurado é superior (Quadro 4-22).

Quadro 4-22 – Encargos totais unitários com as centrais com CMEC no 2º semestre 2007

Unidade: EUR/MWh

Cálculo valor inicial dos CMEC (1)	Revisibilidade (2)	% [(2)-(1)]/(1)	Revisibilidade com correcção de hidraulicidade (3)	% [(3)-(1)]/(1)
68,9	87,4	27,0%	76,0	10,4%

Fonte: REN, EDP

Contudo, se considerarmos os 2 semestres de 2007, o primeiro com a vigência dos CAE e o segundo com a vigência dos CMEC, verifica-se um agravamento em apenas 1,5% nos encargos totais, relativamente ao ano de 2006 e, uma redução dos mesmos, na ordem dos 12,5%, relativamente a 2005.

¹⁵ Para efeito de cálculo dos encargos de energia, não se considerou o efeito da hidraulicidade nas receitas de mercado do 2º semestre de 2007.

Quadro 4-23 – Evolução dos encargos totais com as centrais com CMEC no período 2005 a 2007

Unidade: 10³ euros

2005 (1)	2006 (2)	2007			Evolução [(4)-(3)]/(3)	Evolução [(5)-(2)]/(2)
		Jan-Jun (3)	Revisibilidade Jul-Dez (4)	Total (5)=(4)+(3)		
1 427	1 230	584	665	1 248	13,9%	1,5%

Fonte: REN, EDP

Em termos anuais, os custos unitários com as centrais com CMEC, em 2007, foram maiores, cerca de 70,7 €/MWh, enquanto em 2006 situavam-se nos 60,7 €/MWh.

Quadro 4-24 – Evolução dos encargos totais unitários com as centrais com CMEC no período 2005 a 2007

Unidade: €/MWh

2005	2006 (1)	Jan-Jun 2007 (2)	Jul-Dez 2007 Revisibilidade (3)	Média 2007 (4)	Evolução [(4)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
78,1	60,7	63,3	87,4	70,7	16,5%	38,1%

Fonte: REN, EDP

Na óptica do definido nos CAE cessados, os encargos totais das centrais dividem-se em encargo de potência (encargos fixo, disponibilidade e direitos de superfície) e encargos de energia (encargos variáveis de exploração e outros encargos com excepção dos direitos de superfície).

ENCARGO DE POTÊNCIA

Os encargos de potência, que de um modo genérico resultam do produto do encargo fixo e do factor de disponibilidade (somados dos direitos de superfície), foram superiores ao previsto no 2.º semestre em cerca de 4,4%.

Quadro 4-25 – Encargos potência com as centrais com CMEC no 2º semestre de 2007

Unidade: 10³ EUR

	Cálculo valor inicial dos CMEC (1)	Revisibilidade (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Centrais hídricas	261 876	269 386	2,9%
Centrais térmicas	184 088	196 070	6,5%
Total	445 964	465 456	4,4%

Fonte: REN, EDP, ERSE

Se consideramos 2007 no seu todo, o valor é muito próximo do ocorrido em 2006.

Quadro 4-26 – Evolução do encargo de potência das centrais com CMEC no período 2005 a 2007

Unidade: 10³ euros

2005 (1)	2006 (2)	2007			Evolução [(4)-(3)]/(3)	Evolução [(5)-(2)]/(2)
		Jan-Jun (3)	Revisibilidade Jul- Dez (4)	Total (5)=(4)+(3)		
916 324	934 720	468 989	465 456	934 445	-0,75%	-0,03%

Fonte: REN, EDP, ERSE

Os principais factores que justificam as variações no encargo de potência são a variação das variáveis monetárias e a disponibilidade das centrais.

Aquando da definição do valor inicial dos CMEC, considerou-se um factor de disponibilidade igual à unidade. Contudo, na prática o factor de disponibilidade é geralmente superior a este valor. Os valores ocorridos no 2.º semestre de 2007 estão em linha com o verificado no passado.

Quadro 4-27 – Evolução do factor de disponibilidade das centrais com CMEC

	2005 (1)	2006 (2)	Jan-Jun 2007 (3)	Jul-Dez 2007 Revisibilidade (4)	2007 média (5)
Média aproveitamentos hidroeléctricos	1,042	1,040	1,039	1,031	1,035
Média centrais térmicas	1,054	1,052	1,059	1,066	1,062
Média centrais com CMEC	1,047	1,045	1,050	1,045	1,048

Fonte: REN, EDP, ERSE

O encargo fixo corresponde à remuneração do activo líquido das centrais adicionado das amortizações, sendo este montante indexado a um conjunto de índices de preços. O principal índice de preços considerado é o Índice de Preços no Consumidor sem Habitação (IPC-h) no Continente. Por uma questão de simplificação aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC considerou-se que a variação anual dos índices no seu conjunto fosse igual a 2%. No que diz respeito ao IPC-h verifica-se que em 2007 a sua variação foi de 2,4%, próxima do estipulado para o cálculo do montante inicial dos CMEC.

Quadro 4-28 – Evolução do índice de preços no consumidor sem habitação no Continente

Verificado em 2005	Verificado em 2006	Verificado em 2007
2,10%	3,10%	2,4%

Fonte: INE

Em suma, a diferença entre os encargos de potência previsto para o segundo semestre de 2007 e o ocorrido, de 4,5%, deve-se principalmente à disponibilidade das centrais.

ENCARGO DE ENERGIA

O encargo de energia corresponde aos custos variáveis de exploração (combustíveis e O&M), aos quais foram adicionados os outros encargos, com excepção dos direitos de superfície. Se o efeito da hidraulicidade não for corrigido, a diferença entre o valor implícito no cálculo do valor inicial dos CMEC e o ocorrido é substancial, acima de 61%. Se se corrigir o efeito da hidraulicidade, o desvio reduz-se, situando-se na ordem dos 19%.

Quadro 4-29 – Encargos de energia com as centrais com CMEC no 2º semestre de 2007

Unidade: 10³ EUR

Cálculo valor inicial dos CMEC (1)	Revisibilidade (2)	% [(2)-(1)]/(1)	Correcção de hidraulicidade (3)	Revisibilidade com correcção hidraulicidade (4)=(2)-(3)	% [(4)-(1)]/(1)
123 444	199 190	61%	52 340	146 850	19%

Fonte: REN, EDP, ERSE

Em termos unitários o desvio é inferior, fruto das quantidades produzidas terem sido inferiores ao previsto.

Quadro 4-30 – Encargos de energia unitário com as centrais com CMEC no 2º semestre de 2007

Unidade: €/MWh

Julho-Dez 2007 Cálculo valor inicial dos CMEC (1)	Julho-Dez 2007 Revisibilidade (2)	% [(2)-(1)]/(1)	Julho-Dez 2007 Revisibilidade Com efeito correcção hidraulicidade (3)	% [(3)-(1)]/(1)
15,0	26,3	75%	18,2	22%

Fonte: REN, EDP, ERSE

Contudo, o valor apurado para o ano de 2007, do encargo de energia, é inferior ao valor ocorrido em 2006 se for considerada a correcção da hidraulicidade.

Quadro 4-31 – Evolução do encargo de energia das centrais com CMEC

Unidade: 10³ euros

	2005 (1)	2006 (2)	2007			Evolução [(4)-(3)]/(3)	Evolução [(5)-(2)]/(2)
			Jan-Jun (3)	Revisibilidade Jul- Dez (4)	Total (5)=(4)+(3)		
Encargo energia sem correcção de hidraulicidade	514 523	298 619	114 656	199 190	313 846	74%	5%
Encargo energia com correcção de hidraulicidade (custos de produção)	314 304	323 725	135 154	146 850	282 004	9%	-13%

Fonte: REN, EDP, ERSE

Em termos unitários, o valor do encargo de energia corrigido da hidraulicidade médio para 2007 é muito próximo do ocorrido em 2006 e inferior ao verificado em 2005. Saliente-se que mesmo a pós a correcção da hidraulicidade, o valor do encargo de energia ocorrido no 2.º semestre de 2007 é superior aos valores de 2005 e 2006.

Quadro 4-32 – Evolução do encargo de energia unitário das centrais com CMEC

Unidade: €/MWh

	2005 (1)	2006 (2)	Jan-Jun 2007 (3)	Jul-Dez 2007 Revisibilidade (4)	2007 média (5)	Evolução [(4)-(3)]/(3)	Evolução [(5)-(2)]/(2)
Encargo de energia unitário com correcção de hidraulicidade	17,21	15,97	13,44	18,24	15,57	36%	-3%

Fonte: REN, EDP, ERSE

A variação dos custos com combustíveis e a evolução do *mix* de produção são os principais factores que explicam a variação do encargo de energia. No que diz respeito ao segundo, como se viu no Quadro 4-18, as centrais que consomem fuelóleo, mais caras, produziram mais no segundo semestre de 2007 do que o previsto, o que implica um agravamento do custos médios de produção. Contudo, este impacte é diminuto tendo em conta o pouco peso destas centrais na produção total, sendo os custos com os combustíveis o principal motor da evolução do encargo de energia.

Os combustíveis consumidos pelas centrais com CMEC são o carvão e o fuelóleo. Nas duas principais centrais onde se consome estes combustíveis, Sines (carvão) e Setúbal (fuelóleo), os custos destes

combustíveis foram substancialmente superiores ao previsto: 41% no caso de Setúbal e 83% no caso do carvão.

Quadro 4-33 – Comparação entre os custos com combustíveis em Sines e Setúbal previstos e ocorridos

		Julho-Dez 2007 Cálculo valor inicial dos CMEC DL n.º 199/2007 (1)	Ocorrido Julho-Dez 2007 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Setúbal (fuelóleo)	€/t	247,51	350,1	41,4%
Sines (Carvão)	€/tec	50,02	91,6	83,1%

Fonte: REN, EDP, ERSE

Nota: O cálculo inicial dos CMEC foi efectuado inicialmente com base no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, tendo sido posteriormente alterado pelo Decreto-lei n.º 199/2007, de 18 de Maio

Importa registar que os custos com o fuelóleo no segundo semestre de 2007 foram superiores ao ocorrido em 2007 em 29%. No caso dos custos com carvão esta diferença foi superior, tendo sido igual a 68%, conforme se pode verificar pela análise do Quadro 4-34.

Para efeito de cálculo da revisibilidade considera-se como custo de carvão, não o ocorrido, mas o resultante do índice mensal API#2 CIF ARA. Na prática, como os contratos de abastecimento à central de Sines são contratos de longo prazo, assinados no ano anterior, o aumento no preço do carvão não se concretizou num custo efectivo para a central de Sines ao contrário do resultante do cálculo da revisibilidade.

Este facto juntamente com o aumento do peso do fuelóleo justifica o aumento em cerca de 75% do encargo de energia unitário face ao previsto (vide Quadro 4-30). Contudo, após a anulação do efeito da hidraulicidade, o que influencia o mix de produção, a diferença entre o encargo de energia unitário previsto e ocorrido diminui para 22% (vide Quadro 4-30).

Quadro 4-34 – Evolução dos custos com combustíveis em Sines e Setúbal

	2005	2006 (1)	Jan-Jun 2007	Jul-Dez 2007 Revisibilidade (2)	Média 2007 (3)	% [(2)-(1)]/(1)	% [(3)-(2)]/(2)
Setúbal (fuelóleo) €/t	215,8	270,9	195,5	350,1	274,9	29%	1,5%
Sines (Carvão) €/tec	65,5	54,7	62,3	91,6	78,1	68%	43,0%

Fonte: REN, EDP, ERSE

SÍNTESE

O valor da revisibilidade, no ano de 2007, de 41,5 milhões de euros, decorrente da diferença entre os custos com as centrais com CMEC ocorrido e o valor previsto no cálculo do valor inicial dos CMEC, resulta dos seguintes factores:

1. Custos de exploração das centrais térmicas.

A evolução não prevista destes factores representa mais de 2/3 do total dessa diferença, antes da correcção da hidraulicidade, isto é, cerca de 70 milhões de euros. O incremento destes custos deve-se à evolução negativa do *mix* de produção (maior peso das centrais térmicas, nomeadamente das centrais a fuelóleo), anulado pelo mecanismo de correcção de hidraulicidade, e, sobretudo, ao aumento dos custos com os combustíveis, nomeadamente os custos com o carvão.

2. Receitas de mercado.

As menos valias decorrentes de uma menor produção das centrais hídricas face ao previsto tiveram um impacte de cerca de 27 milhões de euros. Este impacte negativo foi menor por o preço médio de venda definido após a aplicação do modelo Valorágua ter sido superior ao previsto, apesar do preço da energia eléctrica no mercado *spot* ter sido, em regra, inferior ao previsto. Registe-se que o efeito quantidade é anulado pelo mecanismo de correcção de hidraulicidade. Em contrapartida, as receitas de mercado das térmicas geraram uma mais valia de 4 milhões de euros.

3. Receitas de serviços de sistema

No cálculo do valor inicial dos CMEC as receitas provenientes de serviços de sistema (regulação secundária, regulação terciária e banda de regulação) estão incluídas nas receitas de mercado, embora, para efeitos do cálculo do ajustamento anual, têm um tratamento diferenciado. Estas receitas atingiram no 2º semestre de 2007 um montante de 16,4 milhões de euros.

4. Disponibilidade das centrais

À disponibilidade média das centrais verificada, apesar de estar de acordo com o verificado no passado recente, foi superior ao implícito no cálculo do valor inicial dos CMEC. Recorde-se que o factor de disponibilidade considerado nesse cálculo foi de 1, sendo 1,05 o valor médio ocorrido nos últimos anos. A diferença entre a disponibilidade prevista e ocorrida teve um impacte próximo de 19 milhões de euros no valor do ajustamento.

5. Correcção do efeito hidraulicidade

Grande parte do aumento dos custos face ao previsto decorre das condições de hidraulicidade que se reflectiram entre outras coisas, numa menor produção das centrais hídricas. A eliminação destes efeitos através do fundo de correcção de hidraulicidade diminuiu em cerca de 60,1 milhões de euros o valor do ajustamento.

O montante da revisibilidade de 101,6 milhões de euros é recuperado em 2009 acrescido de juros atingindo um montante de 112,4 milhões de euros.

4.3.1.4.3 PARCELA DE ALISAMENTO DOS CMEC

Os ajustamentos a efectuar 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 com facilidade 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. Situação que ocorreu no 2.º semestre de 2007, conforme apurado no ponto anterior.

Sublinhe-se que o cálculo do montante dos CMEC foi efectuado no primeiro semestre de 2007, com base no Decreto-Lei n.º 199/2007. Assim, a diferença entre os valores reais dos parâmetros e os valores subjacentes ao cálculo das tarifas poderá aumentar ao longo do tempo, com um conseqüente impacte crescente nas tarifas de Acesso.

As tarifas aplicadas a partir de Janeiro poderão ter que sofrer um ajuste importante a partir de Abril ou a partir de Julho desse ano. Assim, a necessidade das tarifas anuais de acesso incluírem uma parcela de ajuste com uma estimativa da revisibilidade referente ao ano anterior surge clara.

A repercussão na tarifa da revisibilidade dos CMEC não deve, dentro do possível, provocar variações tarifárias descontextualizadas da fixação anual de tarifas. Os sinais preço transmitidos aos consumidores devem ser estáveis e previsíveis, devendo estar ajustados ao nível real de custos de fornecimento. Assim, foi criado um mecanismo de alisamento tarifário, com efeitos sobre a parcela de CMEC na tarifa de UGS, cujo objectivo é a transmissão de um preço estável de potência contratada para reflectir os CMEC. Importa garantir que a aplicação da legislação referida (Decreto-Lei n.º 199/2007) não é afectada de forma alguma por este mecanismo nem os fluxos e calendário de pagamentos aos produtores de energia eléctrica 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 a ocorrerem por via da revisibilidade, visando igualar a tarifa de UGS em vigor até a 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

eléctrica e a entidade concessionária da RNT. Este ajustamento é aplicado como amortecedor do impacte da revisibilidade e apenas tem implicações nas transacções financeiras entre o operador da rede de distribuição e os consumidores de energia eléctrica.

Este mecanismo de alisamento tarifário dos CMEC tem os seguintes aspectos:

- Consideração 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 de CMEC entre o operador de 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 de 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.

Com base na informação enviada pela empresa prevê-se que o valor da revisibilidade de 2008 atinja os 70 milhões de euros e que o mecanismo de correcção de hidraulicidade corrija este valor em -100 milhões de euros. Nas tarifas para 2009 considerou-se apenas 9/12 deste valor.

Com base nos valores recuperados até Novembro referente à parcela fixa e por se ter considerado a informação da EDP Distribuição que previa titularizar o montante dos CMEC a 29 de Fevereiro de 2008 o ajustamento de 2008 atinge os 17,3 milhões de euros, tendo sido considerado em 2009 apenas 9/12 desse valor, acrescido de juros à taxa de juro de 7,55%.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

Figura 4-13 - Desvios da parcela fixa dos CMEC em 2008

Ajustamento da parcela fixa de 2008

Dta de aplicação dos CMEC	1-Jul-07	1-Jan-28		Valor ERSE	
CMEC a 1 Julho 2007	€833 467 159			jan e fev	€6 749 000 taxa 7,55%
Taxa anual	7,55%	20,50		Mar a Dez	€5 584 000 taxa 5,22%
Taxa semestral	3,71%	41,00	3,78%		€69 341 235
Taxa mensal	0,61%	246,00	0,63%		€5 778 436
Taxa diária	0,02%		0,02%		
	Renda	mensalidade			
Renda anual	€81 185 197	€6 765 433			

(a) Amortização dos CMEC

Data de recebimento pela EDP Produção	24-Jan-08	25-Feb-08	26-Mar-08	23-Apr-08	27-May-08	25-Jun-08	23-Jul-08	26-Aug-08	23-Sep-08	23-Oct-08	25-Nov-08	26-Dec-08	26-Jan-09
Saldo inicial	€828 131 839	€827 430 459	€827 176 675	€827 176 675	€826 458 761	€826 869 716	€826 413 240	€825 922 460	€826 166 078	€825 590 419	€825 820 761	€825 427 108	€825 138 134
Juros		€5 301 379	€4 964 843	€4 631 507	€5 622 458	€4 795 617	€4 627 233	€5 618 810	€4 625 849	€4 953 802	€5 452 335	€5 118 427	€5 116 635
Parcela Fixa paga à EDP Produção		€6 002 759	€5 218 627	€5 349 421	€5 211 504	€5 252 092	€5 118 013	€5 375 191	€5 201 509	€4 723 460	€5 845 987	€5 407 401	€5 778 436
Saldo final	€828 131 839	€827 430 459	€827 176 675	€826 458 761	€826 869 716	€826 413 240	€825 922 460	€826 166 078	€825 590 419	€825 820 761	€825 427 108	€825 138 134	€824 476 333

(b) Amortização dos CMEC (Decreto-lei)

Datas previstas	24-Jan-08	25-Feb-08	26-Mar-08	23-Apr-08	27-May-08	25-Jun-08	23-Jul-08	26-Aug-08	23-Sep-08	23-Oct-08	25-Nov-08	26-Dec-08	26-Jan-09
Saldo inicial	€828 131 839	€826 667 785	€824 862 618	€822 715 735	€821 547 296	€819 546 611	€817 369 963	€816 165 157	€813 969 575	€812 088 215	€810 684 450	€808 946 025	€808 946 025
Juros		€5 301 379	€4 960 266	€4 618 550	€5 596 994	€4 764 748	€4 588 785	€5 560 626	€4 569 852	€4 884 073	€5 361 668	€5 027 008	€5 016 228
Parcela fixa mensal		€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433	€6 765 433
Saldo final	€828 131 839	€826 667 785	€824 862 618	€822 715 735	€821 547 296	€819 546 611	€817 369 963	€816 165 157	€813 969 575	€812 088 215	€810 684 450	€808 946 025	€807 196 821

Desvio acumulado € 17 279 512

Nota: Considera-se que em Dezembro ano não existe desvio entre a potência contratada facturada e a prevista facturar.

4.3.1.4.4 CUSTO TOTAL COM OS CMEC

O montante referente aos CMEC, no total de 134,3 milhões de euros considerados no cálculo das tarifas de 2009 é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela Fixa, montante de 88,8 milhões de euros, inclui a renda anual, calculada à taxa de 7,55% de 81,2 milhões de euros e os ajustamentos por desvios de facturação em 2007, de 6,7 milhões de euros acrescidos de juros à taxa de 7,55%.
- Parcela de Acerto que recupera a totalidade da revisibilidade de 2007 acrescida de juros, no montante de 112,4 milhões de euros.
- Parcela de alisamento da parcela de acerto do ano de 2008, com um valor previsional de -6,8 milhões de euros, referente a nove meses.
- Correção de hidraulicidade referente ao 2.º semestre de 2007, no montante de -60,1 milhões de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

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

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 79.º e no n.º 1 do artigo 81.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 4-35 - Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade 10 ⁹ EUR	
		Tarifas 2008	Tarifas 2009
A	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 016 283	611 737
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	281 786	384 125
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	640 491	95 831
	SPRE ^{FER} _t Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	352 167	138 269
	SPRE ^{FENR} _t Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	288 324	-42 438
(+)	CMEC	69 341	134 346
	PF _{CMEC,t} Parcela Fixa dos CMEC	69 341	88 801
	Renda anual		81 185
	Ajustamentos		7 615
	PA _{CMEC,t} Parcela de Acerto dos CMEC	0	112 403
	Revisibilidade		112 403
	Ajustamentos		0
	CP _{CMEC,t} Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PA _{CMEC,t} Componente de alisamento dos CMEC		-6 788
	Revisibilidade prevista (9/12)		54 574
	Ajustamentos previstos (9/12)		13 638
	Correcção de hidraulicidade (9/12)		-75 000
	CH _{pol,t-1} Correcção de hidraulicidade		-60 070
	Custos com a aplicação da tarifa social		79
	Défi ce tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	16 469	17 045
	Défi ce tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	6 251	6 469
(-)	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-1 945	26 158
B	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	221 247	227 897
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	220 284	232 263
(-)	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-963	4 366
C	A + B Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	1 237 529	839 635

4.3.1.5 ENCARGOS FINANCEIROS DOS CMEC NO PERÍODO TRANSITÓRIO

Com a entrada em vigor dos CMEC em 1 de Julho e tendo em vista a sua recuperação através das tarifas de energia eléctrica, foram publicados dois diplomas. A Portaria n.º 611/2007, de 15 de Junho, que estabelece o valor anual da taxa de juro representativa do custo de capital da EDP Produção (7,55%) e o Despacho n.º 15 291/2007, de 15 de Junho, que define a taxa de juro representativa do custo médio anual estimado para a operação de titularização (5,22%).

Neste momento constata-se que o processo de titularização não foi concluído até à presente data, situação que provavelmente se manterá em 2009.

As dificuldades na realização desta operação decorrem fundamentalmente da instabilidade instalada nos mercados financeiros internacionais, na sequência da crise registada desde Julho de 2007 no mercado hipotecário dos Estados Unidos, instabilidade esta que se reflecte em elevadas taxas de juro de base e elevados valores dos *spreads* exigidos pelos mercados financeiros. Naturalmente que é do interesse dos consumidores que a operação de titularização venha a realizar-se nas melhores condições de taxa de juro, o que pressupõe também a obtenção de uma elevada notação de *rating* por parte das agências de *rating*.

Tendo em consideração a situação observada nos mercados financeiros, a ERSE considera que o processo de titularização dos CMEC da EDP Produção só deve ser concretizado quando as condições de estabilidade nos referidos mercados permitam garantir a contratação de uma taxa de juro adequada a uma operação prevista para um horizonte de vinte anos.

Na mesma linha de raciocínio e tendo sempre como objectivo reduzir o custo a suportar pelos consumidores, seria igualmente importante assegurar que a taxa de juro representativa do custo do capital, aplicável enquanto se aguarda pela estabilização dos mercados financeiros, fosse revista em baixa, para valores consentâneos com as taxas de juro de curto prazo.

Perante o exposto e considerando que este período que precede a titularização dever-se-ia revestir de um carácter transitório, o que não está a suceder, justifica-se a revisão da Portaria n.º 611/2007, de 15 de Junho, que estabelece o valor de 7,55% para o custo médio do capital aplicável à EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., tendo em vista, não penalizar os consumidores enquanto se aguarda por uma melhor oportunidade para a concretização da operação de titularização.

4.3.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que resulta da integração da actividade de Comercialização de Redes nesta actividade, continua a ser regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação.

Concebidos como incentivos à melhoria do desempenho que efectivamente tenha ocorrido, os incentivos à redução do nível de perdas na rede de distribuição e à melhoria da qualidade de serviço continuam a ser aceites *a posteriori*, sendo reflectidos nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental passa ser 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.

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

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Como anteriormente mencionado os custos com o PPDA passam a fazer parte dos proveitos do próprio ano.

De acordo com a informação constante no capítulo 3 deste documento, a verba afecta a estes custos na EDP Distribuição são de 4,5 milhões de euros.

CUSTOS COM RENDAS DE CONCESSÃO

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

O montante previsto para 2009 resulta da alteração da metodologia de cálculo de acordo com as novas disposições estabelecidas no Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de Novembro, que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão.

PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFECTIVOS

Dando cumprimento ao estabelecido pela ERSE, no documento "Revisão extraordinária de tarifas e parâmetros de regulação tarifária", de Agosto 2003, a EDP Distribuição enviou o relatório de execução da implementação do Plano de Apoio à Reestruturação (PAR) de 2003 a 2005, em Maio de 2006.

Contrariamente ao previsto pela EDP Distribuição, em 2004, entre Novembro de 2003 e Dezembro de 2004 foram libertados 1291 colaboradores em vez dos 830 inicialmente previstos para o período 2003-2004, pelo que, para a concretização final do Plano ocorreu em 2005 com a saída de mais 117 pessoas em 2005 deixando assim de ser necessária a extensão do plano até 2007.

O relatório enviado pela EDP Distribuição caracteriza o plano 2003-2005 e compara-o com o programa aceite pela ERSE. O relatório de execução referente aos anos 2003-2005 foi objecto de análise detalhada pela ERSE, que decidiu pela sua aceitação, estando sempre os valores subjacentes condicionados pelos valores reais devidamente identificados e justificados no relatório de execução anual.

Conforme decisão da ERSE, o custo aceite corresponde à anuidade do plano (renda), o qual inclui os ajustamentos aos custos do PAR, calculados com base nos relatórios de execução anuais da sua implementação.

Tendo em conta que o programa já está totalmente executado no respeitante à saída de pessoas e que se verifica que os ajustamentos aos custos totais do PAR têm um valor praticamente insignificante, alterou-se a metodologia de cálculo da renda.

A nova metodologia¹⁶ 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.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos, para 2009, foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2007. O montante aceite nos proveitos permitidos para 2009 consta do Quadro 4-36.

¹⁶ Metodologia discutida com a EDP Distribuição em reunião sobre este assunto e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

Quadro 4-36 - Custos do PAR considerados nos proveitos permitidos de 2009

Unidade: 10³ EUR

	Pessoal	FSE	Indemnizações	Total do Plano	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 s/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 s/ juros)	Valores por recuperar	anuidades	renda anual T 2009
Plano 2003	129 444	0	15 228	144 672	20 409	6 748	8 490	7 708	101 316	14	7 237
Plano 2004	218 331	22 492	17 584	258 406	10 374	12 890	28 753	13 015	193 375	15	12 892
Plano 2005	36 308	1 672	1 899	39 878	2 297	2 028	1 668	1 943	31 942	16	1 996
Total a acrescentar aos proveitos permitidos	384 083	24 164	34 710	442 956	33 079	21 666	38 912	22 666	326 633		22 125

Foram ainda considerados fora do factor X, no período 2009-2011 os custos com os planos de efectivos que se encontram em curso.

A exclusão destes montantes da base custos controláveis é justificada pelo facto de o consumidor estar a beneficiar da implementação destas medidas, em resultado da diferença entre o custo evitado e o custo incorrido anualmente. O plano de reestruturação implementado no período 1998-2002 proporcionou até à data um benefício líquido de 317 milhões de euros.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com estes planos para o período 2009 a 2011.

Quadro 4-37 - Custos com planos de efectivos

Unidade: 10³ EUR

	2008	2009	2010	2011
Total	58 909	61 479	56 400	50 242

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Para este período de regulação determinaram-se os seguintes parâmetros:

- Base de custos controláveis para o ano 2009 e metas de eficiência para os anos de 2010 e 2011.
- O custo de capital implícito na definição dos novos parâmetros associados ao preço máximo.
- A taxa de referência de perdas.
- Os parâmetros associados ao incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

O cálculo destes parâmetros e respectiva justificação encontra-se no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011”.

Com base na análise de eficiência apresentada pela empresa e mantendo o pressuposto do acréscimo de produtividade do sector em 1% ao ano, o potencial de ganhos de eficiência ao longo do período de regulação para a actual actividade de Distribuição de Energia Eléctrica situa-se entre os 9% e os 16%.

Adopta-se como meta de ganho de eficiência nos custos controláveis unitários da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica 3,5% ao ano.

A aplicação da Lei n.º 12/2008 nesta actividade teve por um lado o impacte na redução do custo com capital (remuneração e amortização) associado aos contadores no montante de 29,4 milhões de euros e, por outro lado um agravamento dos custos comerciais na ordem dos 5,9 milhões de euros. A estes valores acresce uma devolução de cerca de 18,2 milhões de euros de remuneração e amortização de contadores correspondente aos meses de Junho a Dezembro de 2008.

Manteve-se a repartição entre custos fixos e custos variáveis do período de regulação anterior, isto é, de 35% para a componente fixa e 65% para a componente variável para as redes de AT e MT e um valor de 45% para a componente fixa e 55% para a componente variável para as redes BT.

No cálculo da remuneração do activo aplicou-se uma taxa de 8,55% para os 3 anos. Contudo e conforme devidamente justificado no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011” os valores de 2010 e 2011 são determinados com base na rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$, acrescida de 400 pontos base. O ajustamento desta taxa durante o período de regulação não afecta o X agora determinado, sendo o diferencial ajustado na componente “Z” da fórmula dos proveitos permitidos.

Relativamente ao parâmetro de referência de perdas adoptou-se os valores de 7,95% em 2009, 7,9% em 2010 e de 7,8% em 2011, de acordo com os novos valores de referência fixados para o próximo período de regulação.

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço propostos para o período de regulação 2009-2011 são os que constam do quadro seguinte.

Quadro 4-38 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação 2009-2011

	ERSE
$END_{REF(2009)}$	$0,000151 \times ED$
$END_{REF(2010)}$	$0,000142 \times ED$
$END_{REF(2011)}$	$0,000134 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 €/kWh
$ RQS_{máx} = RQS_{mín} $	5 000 000 €

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2009

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 82.º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

Quadro 4-39 - Proveitos permitidos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Unidade: 10³ EUR

			Tarifas 2008	Tarifas 2009	2010	2011
1	$F_{URD,AT/MT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT		152 290		
	$X_{URD,F,AT/MT}$	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos, em AT/MT			0,45%	0,79%
2	$P_{URD,AT/MT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)		0,005907		
	$X_{URD,P,AT/MT}$	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos, em AT/MT			2,95%	3,35%
3	$E_{URD,AT/MT}$	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)		47 881		
4	$PEF_{URD,AT/MT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos		31 281		
5	$Amb_{URD,AT/MT}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental		3 933		
		Impacte da lei 12/2008		-1 024		
6	D_{1t-2}^D	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT		-30 520		
A	$= (1)+(2)\times(3)\times 1000+(4)+(5)-(6)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	474 562	499 816		
7	$F_{URD,BT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT		211 673		
	$X_{URD,F,BT}$	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos, em BT			2,27%	2,24%
8	$P_{URD,BT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)		0,010307		
	$X_{URD,P,BT}$	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos, em BT			5,06%	5,06%
9	$E_{URD,BT}$	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)		25 100		
10	$PEF_{URD,BT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos		52 322		
11	$RC_{URD,BT}$	Custos com rendas de concessão		239 552		
12	$Amb_{URD,AT/MT}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental		611		
		Impacte da lei 12/2008		-17 167		
13	Δ_{2t-2}^D	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT		17 260		
B	$= (7)+(8)\times(9)\times 1000+(10)+(11)+(12)-(13)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	776 200	728 496		
C	$RD = (A) + (B)$	Total de proveitos	1 250 762	1 228 312		

4.4 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro atribui a licença de comercializador de último recurso a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades no sistema eléctrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição-Energia, S.A.. De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, esta sociedade devia de estar constituída até 1 de Janeiro de 2007.

Na sequência destes diplomas, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de Janeiro de 2007 por destacamento de activos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição. O comercializador de último recurso exerce as actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica, a actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a actividade de Comercialização.

A análise detalhada dos valores enviados pela empresa para os anos de 2008 e 2009 é feita no documento "Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas" que se anexa. Nele é analisada, para cada uma das actividades reguladas da EDP Serviço Universal, a evolução das principais rubricas de custos e investimentos para 2008 a 2011.

Neste ponto, sempre que se revele importante:

- Analisam-se as principais condicionantes externas que terão reflexo no valor dos proveitos permitidos nas várias actividades para os anos de 2008 e 2009.
- Identificam-se as principais decisões de gestão tomadas pela EDP Serviço Universal com impacte no valor dos proveitos permitidos no ano de 2008.
- Descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às actividades reguladas do comercializador de último recurso em 2009.
- Por último, apresentam-se os proveitos permitidos para cada actividade do comercializador de último recurso.

Começa-se por uma análise de questões relativas a toda a empresa e segue-se uma análise de questões específicas de cada actividade.

INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EDP Serviço Universal respeitante aos anos de 2008 a 2011 está de acordo com as normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE e inclui:

- Balanço de energia eléctrica.
- Informação previsional da EDP Serviço Universal, que inclui nomeadamente as demonstrações financeiras previsionais e algumas regras de repartição.

De uma forma geral, a informação relativa aos custos de exploração está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE, assim como a justificação da sua evolução. Os custos desta entidade resultam quase que exclusivamente de dois prestadores de serviços: EDP Distribuição e EDP Soluções Comerciais. De forma a poder ser aferida que a política de preços de transferência da EDP Serviço Universal se coaduna com o princípio de plena concorrência, cumprindo, desta forma, as regras de preços de transferência definidas pela legislação portuguesa é necessário conhecer os contratos celebrados entre os contraentes, incluindo as quantidades de serviços contratadas e preços utilizados, informação desde já enviada pela EDP Serviço Universal.

PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

O Grupo EDP em 2007 contratou um novo auditor externo para preparar o processo de análise dos preços de transferência das operações vinculadas¹⁷ com as restantes empresas do grupo. Como a EDP SU teve o seu primeiro ano de actividade em 2007, foi a primeira vez que apresentou um dossier fiscal sobre esta matéria.

Os termos praticados nas operações de aquisição de energia eléctrica e acesso às redes de transporte e distribuição, de venda de energia eléctrica e proveitos conexos com a aquisição de energia, não resultam da interacção entre oferta e procura a nível do mercado, sendo definidos pelo regulador, pelo que não foram objecto de análise no âmbito do cumprimento do princípio de plena concorrência.

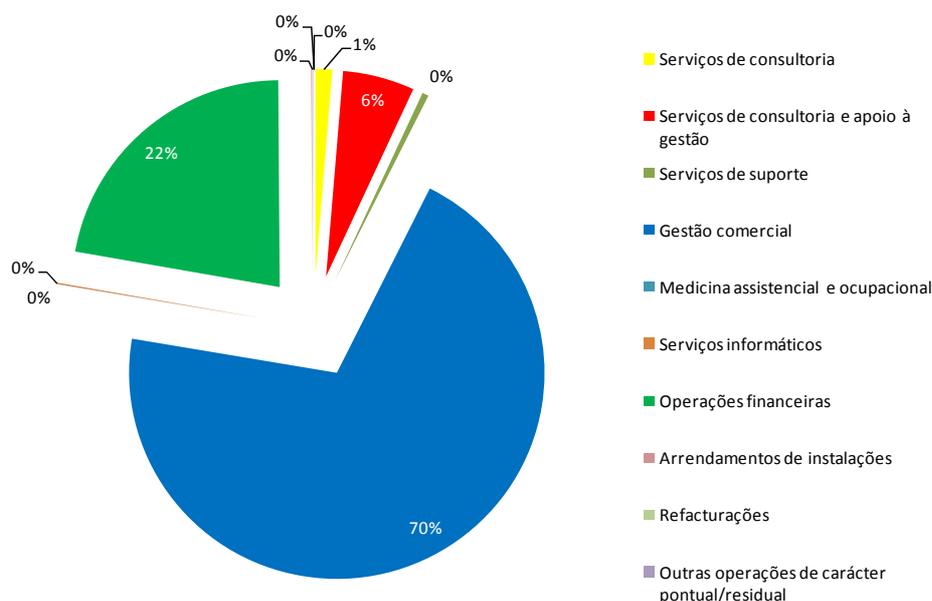
O consultor exclui ainda da análise a imputação de custos relativos à actividade de Comercialização por considerar que estes custos são do conhecimento do regulador.

Assim, as operações realizadas pela EDP SU, analisadas no processo dos preços de transferência, a nível de proveitos respeitam a juros de financiamentos de curto prazo da EDP SA.

As operações realizadas pela EDP SU, a nível de custos, analisadas no processo dos preços de transferência, subdividem-se como segue:

¹⁷ Transacções efectuadas entre empresas relacionadas.

Figura 4-14 - Operações realizadas pela EDP SU, a nível de custos, em 2007



Fonte: Deloitte

Relativamente às operações de gestão comercial foram analisados apenas 24% destes custos. Os custos relacionados com *finishing* que representam 3% e os custos com cobranças que representam 21%.

O estudo realizado pelo auditor contratado pela EDP Serviço Universal conclui que em todas as operações vinculadas realizadas no exercício de 2007 foi respeitado o princípio de plena concorrência.

A análise do estudo efectuado pelo auditor contratado pela EDP Serviço Universal suscitou à ERSE várias questões a nível da avaliação do cumprimento do princípio de plena concorrência que necessitam de ser melhor justificadas.

Em 2009 irá decorrer um estudo com o objectivo de avaliar os custos incorridos pela EDP Serviço Universal imputados à actividade de Comercialização, nomeadamente na aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais¹⁸.

Em resultado do estudo que vier a ser efectuado, a base de custos agora aceite para regulação poderá vir a ser revista.

¹⁸ Para 2009, e devido à redução do montante de serviços prestados pela EDP Distribuição, prevê-se que a aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais atinja cerca de 80% do total de custos operacionais da actividade de Comercialização da EDP Serviço Universal.

4.4.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

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

4.4.1.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS

Desde 1 de Julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire energia eléctrica para os seus fornecimentos no mercado organizado (MIBEL). À semelhança dos restantes comercializadores, a sua carteira de compras é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios, a liquidar junto do gestor de sistema (acerto de contas). Assim, o comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à sua expectativa dos consumos dos seus clientes.

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

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

O quadro seguinte apresenta a procura agregada dos clientes do comercializador de último recurso, no referencial das aquisições no mercado. A determinação desta procura agregada integra a definição do balanço de energia para o ano de 2009, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

Quadro 4-40 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real					Proposta EDP Serviço Universal Junho 2008					ERSE Tarifas 2009				ERSE - Empresa 2008			
	2007	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	
+ Energia comprada nos mercados organizados	34 107	30 662	29 167	26 764	25 183	30 621	28 407	22 513	16 236	-41	-760	-4 251	-8 947					
+ CESUR		6 453	4 730	4 730	4 730	6 453	4 730	4 730	4 730	0	0	0	0					
+ Produção em regime especial	10 130	12 233	14 540	17 708	19 860	12 233	14 540	17 708	19 860	0	0	0	0					
- Perdas na rede de Distribuição	3 140	3 421	3 395	3 428	3 437	3 426	3 381	3 265	3 063	5	-14	-163	-374					
(perdas/fornecimentos)	8,0%	7,82%	7,93%	7,88%	7,81%	7,86%	8,06%	8,30%	8,64%	0	0	0	0					
- Perdas na rede de Transporte	458	530	520	528	534	676	668	629	572	146	148	101	38					
(perdas/fornecimentos)	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	0	0	0	0					
Total das aquisições	44 237	49 348	48 437	49 202	49 773	49 307	47 677	44 951	40 826	-41	-760	-4 251	-8 947					

A estrutura das aquisições de energia pelo comercializador de último recurso resultou das previsões da empresa, corrigidas para o nível da procura considerado nas tarifas.

AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

O Decreto-Lei n.º 313/2001, de 10 de Dezembro, introduziu alterações ao quadro legal da cogeração. Das alterações efectuadas, destacam-se as seguintes:

- Diminuição do rendimento eléctrico equivalente exigido para algumas tecnologias.
- Alterações no tarifário tendo sido estabelecido um tarifário distinto para o fuelóleo.

Durante o ano de 2002 foi publicada diversa regulamentação, com especial destaque para a fixação das tarifas de venda de energia eléctrica dos cogeradores que dependem da potência de ligação e do tipo de combustível, assim como a possibilidade do cogerador vender toda a energia eléctrica produzida à rede pública (Portaria 399/2002, 18 de Abril).

Relativamente às energias renováveis e resíduos, destaca-se a alteração das tarifas de venda à rede pública, introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro. O preço de venda é agora função da tecnologia e das horas de funcionamento do centro produtor. Importa ainda referir que Portugal adoptou, através do Programa E4, a meta de 39% para a parcela de energia eléctrica a ser produzida, em 2010, com recurso a fontes de energia renováveis (onde se incluem os grandes aproveitamentos hidroeléctricos, de acordo com a Directiva Comunitária).

Durante o ano de 2002 foi ainda aprovado o quadro legal da produção em Baixa Tensão, com potência não superior a 150 kW, através da publicação do Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março. As tarifas de venda ao sistema eléctrico de serviço público foram fixadas pela Portaria n.º 764/2002, de 1 de Julho.

No Quadro 4-41 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia eléctrica à PRE em 2007, por tecnologia.

Quadro 4-41 - Custo médio unitário de aquisição de energia eléctrica à PRE em 2007

	2007 real		
	GWh	€/MWh	10 ³ EUR
Total dos PRE	10 130,0	94,26	954 830,0
Eólicas	3 975,0	96,2	382 349,0
Hídricas	691,0	76,8	53 062,0
Térmica	4 870,0	95,1	463 226,0
Cogeração	4 824,0	95,0	458 390,0
Biogás	46,0	105,1	4 836,0
Outros			
Biomassa	149,0	109,2	16 273,0
Fotovoltaica	20,0	332,3	6 646,0
RSU	425,0	78,3	33 274,0

Fonte: EDP Serviço Universal.

Nas estimativas para 2008 e previsões para 2009 a 2011 aceitaram-se as previsões enviadas pela EDP Serviço Universal, em Junho de 2008.

AQUISIÇÕES NO OMIP

As aquisições ao OMIP correspondem às quantidades obrigatórias a comprar pelo CUR nos leilões OMIP em 2009.

PREÇO DE MERCADO

Relativamente ao preço da energia adquirida pelo comercializador de último recurso em 2009, a EDP Serviço Universal apresentou, no âmbito do processo de fixação das tarifas, informação sobre previsões de custos de aprovisionamento de energia. Estas previsões para o preço da energia sustentaram-se na previsão de custos de energia primária e ainda na modelação do mercado ibérico de produção.

Tendo em consideração as previsões recebidas, determinaram-se as condições de referência para a previsão do preço médio das compras de energia pelo comercializador de último recurso.

Não foi diferenciada a previsão do preço de aquisição de energia eléctrica nos vários modelos de contratação. Assim, considerou-se um único preço médio de aquisição da energia nos mercados organizados, que se apresenta no quadro seguinte. Em acréscimo ao preço da energia, os comercializadores têm também que pagar os custos com os serviços de sistema apurados no contexto do mercado de serviços de sistema.

As previsões enviadas pelo comercializador de último recurso incluem o preço médio no mercado organizado, na área espanhola, bem como um acréscimo de preço devido à consideração de situações

de separação dos mercados português e espanhol (por insuficiência da capacidade de interligação no sentido Espanha - Portugal). Nestes casos o preço do mercado na área portuguesa sobe, em relação ao preço de mercado na área espanhola. Esta situação ocorreu com alguma frequência durante os meses de funcionamento do MIBEL, em particular durante as horas de vazio.

A energia adquirida à produção em regime especial pelo comercializador de último recurso é valorizada ao mesmo preço médio que as restantes aquisições de energia no mercado organizado.

Quadro 4-42 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009

Unidades: EUR/MWh

Preço médio de mercado ponderado, na área espanhola do MIBEL	68,3
Diferença média de preços entre Portugal e Espanha devido às horas de separação de mercados	1,5
Preço médio de mercado ponderado, na área portuguesa	69,8
Custo médio de serviços de sistema na área portuguesa	1,0

Apesar do racional de previsão existente, a elevada incerteza dos mercados internacionais de energia primária condiciona também a previsão do preço da energia eléctrica no MIBEL. O histórico verificado no ano de 2008 é disso exemplo. Adicionalmente, espera-se a entrada em funcionamento de uma nova central de ciclo combinado a gás natural durante o ano de 2009, em Portugal, e de reforços pontuais nas linhas de interligação.

Neste contexto de elevada incerteza, o papel dos comercializadores, e em particular do comercializador de último recurso, deverá passar por estratégias de aquisição de energia que procurem não apenas minimizar o custo numa perspectiva de curto prazo mas também minimizar o risco de preço na perspectiva global do ano de 2009.

O Quadro 4-43 apresenta os custos do comercializador de último recurso com a aquisição de energia eléctrica.

Quadro 4-43 – Custos com a aquisição de energia eléctrica em 2009

	Quantidades GWh	Preço médio no mercado €/MWh	Custo Total 10 ³ EUR
OMIP	3 960	69,80	276 408
CESUR	4 730	69,80	330 154
OMEL	24 447	69,80	1 706 420
PRE	14 540	69,80	1 014 892
Total	47 677		3 327 874
Serviços do Sistema	47 677	1,00	47 677

4.4.1.2 AJUSTAMENTOS

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

1. Ajustamentos referentes ao 1.º semestre de 2007 da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica da REN.

Ao abrigo do nº 5 do artigo 84.º do Regulamento Tarifário os ajustamentos referentes a ao 1.º semestre de 2007 são calculados de acordo com os n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º e dos n.ºs 2 a 5 do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio. Os ajustamentos dos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do anterior Regulamento Tarifário são facturados em duodécimos pelo Agente Comercial ao comercializador de último recurso.

2. Os ajustamentos por aplicação das TEP em 2007.
3. O ajustamento da aditividade tarifária de 2007.
4. O ajustamento provisório da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica referente ao ano de 2008.

Uma análise mais aprofundada destes valores encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009”.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2007 e 2008.

Quadro 4-44 - Ajustamentos do comercializador de último recurso

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2009
Ajustamento resultante para tarifas aditivas de 2007	-63 971
Ajustamento pela aplicação da TEP em 2007	-100 504
Ajustamento provisório pela aplicação da TEP em 2008	-1 096 593
Ajustamentos dos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do anterior Regulamento Tarifário	-78 584
Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos da CVEE	-1 339 653¹⁹

¹⁹ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

CUSTOS COM A ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA, PARA 2009

O montante de custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-45.

Quadro 4-45 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2008	Tarifas 2009
+	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Aquisição de Energia Eléctrica (ajustamentos do 1.º sem 07)	32 678	78 584
-	Diferença entre os valores facturados pela EDP SU pela aplicação da TEP e o valor pago à REN para abastecimento dos clientes, em t-2	-29 497	0
+	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes	2 295 991	3 375 552
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais	0	0
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados	1 637 741	1 982 828
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões	0	330 154
+	Outros custos (custos com serviços do sistema)	0	47 677
+	Custos com a aquisição a de energia eléctrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	658 250	1 014 892
+	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano t	2 997	8 584
-	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano t-1 a incorporar no ano t	22 536	-1 096 593
-	Ajustamento no ano t dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, relativo ao ano t-2	0	-100 504
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano t.	-35 006	-63 971
=	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	2 373 632	4 723 788

4.4.2 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A actividade 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 actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se prevêem ajustamentos nesta actividade.

O montante de custos com a actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, em 2009 do comercializador de último recurso é dado pela expressão 54 do Artigo 85.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-46.

Quadro 4-46 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

	Unidade 10 ³ EUR	
	Tarifas 2008	Tarifas 2009
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano <i>t</i>	930 821	106 299
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano <i>t</i>	190 348	204 274
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano <i>t</i>	986 357	1 100 775
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano <i>t</i>	143 854	0
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano <i>t</i>	2 251 380	1 411 347

4.4.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos permitidos nesta actividade resultam da aplicação dos parâmetros definidos para o período de regulação, cuja justificação se encontra no documento “Parâmetros de regulação e Custo de capital para o período 2009-2011”, relativamente aos custos aceites e à reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamento e o prazo médio de recebimentos. Acresce a estes proveitos a renda do PAR.

Assim, para o próximo período regulatório aplicou-se um factor de eficiência de 3% ao ano aos custos unitários por consumidor.

Esta meta foi determinada tendo em conta a meta implícita nos custos unitários enviados pela empresa para o período 2009 a 2011 de 2,1% ao ano, e que em 2009 irá decorrer um estudo com o objectivo de avaliar os custos incorridos pela EDP Serviço Universal imputados à actividade de Comercialização, nomeadamente na aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais.

Com base nos resultados deste estudo os parâmetros por nível de tensão agora fixados para o próximo período de regulação, poderão ser ajustados em conformidade.

Os custos controláveis foram repartidos em fixo e variável na proporção de 20/80, excepto para o nível de tensão de NT em que se considerou que a parcela fixa ia reduzindo o seu peso relativo ao longo do período.

Considerando não existirem ainda condições que permitam efectuar uma abordagem metodológica do cálculo do custo do capital de EDP SU semelhante à efectuada para a EDP Distribuição, e tendo igualmente em consideração o que tem sido reconhecido ao longo dos anteriores períodos de regulação, a ERSE define que o valor da taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos, ao longo do período de regulação 2009-2011, é igual à do custo do capital da EDP Distribuição.

Assim, considerou-se que o valor para 2009 é de 8,55% e que os valores de 2010 e 2011 são determinados com base na rentabilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$, acrescida de 400 pontos base.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O montante de proveitos permitidos à EDP Serviço Universal na actividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 86.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-47.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

Quadro 4-47 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	2010	2011
1	$F_{C,NT}$	4 938	362		
	$X_{C,F,NT}$			30,26%	47,92%
2	$V_{C,NT}$		71,983		
	$X_{C,V,NT}$			0,90%	0,19%
3	$E_{C,NT}$	20 564	20 089		
4	$PEF_{C,NT}$	14	99		
5	$\bar{r}_C / 365 \times (R_{E,NT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_C$		9 534		
	\bar{r}_C		24		
	$R_{E,NT}^{CR}$		1 392 219		
	$R_{CVATD,NT}^{CR}$		303 616		
	f_C		8,55%		
6	$Z_{C,NT,t-1}$	0	0		
7	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	1 825	108		
A	$R_{C,NT}^{CR} = (1) + (2) \times (3) / 1000 + (4) + (5) + (6) - (7)$	3 127	11 333		
8	$F_{C,BTE}$	2 078	48		
	$X_{C,F,BTE}$			-1,86%	-0,78%
9	$V_{C,BTE}$		7,214		
	$X_{C,V,BTE}$			2,92%	2,93%
10	$E_{C,BTE}$	28 709	26 862		
11	$PEF_{C,BTE}$	13	51		
12	$\bar{r}_C / 365 \times (R_{E,BTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_C$		1 913		
	\bar{r}_C		24		
	$R_{E,BTE}^{CR}$		247 709		
	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$		92 563		
	f_C		8,55%		
13	$Z_{C,BTE,t-1}$	0	0		
14	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	318	74		
B	$R_{C,BTE}^{CR} = (8) + (9) \times (10) + (11) + (12) + (13) - (14)$	1 773	2 132		
15	$F_{C,BTN}$	86 285	17 897		
	$X_{C,F,BTN}$			4,49%	5,65%
16	$V_{C,BTN}$		12,571		
	$X_{C,V,BTN}$			2,70%	2,59%
17	$E_{C,BTN}$	5 823 963	5 694 534		
18	$PEF_{C,BTN}$	1 126	1 660		
19	$\bar{r}_C / 365 \times (R_{E,BTN}^{CR} + R_{CVATD,BTN}^{CR}) \times f_C$		10 372		
	\bar{r}_C		16		
	$R_{E,BTN}^{CR}$		1 735 624		
	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$		1 031 877		
	f_C		8,55%		
20	$Z_{C,BTN,t-1}$	0	0		
21	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	-1 540	-133		
C	$R_{C,BTN}^{CR} = (15) + (16) \times (17) + (18) + (19) + (20) - (21)$	88 951	101 648		
D	A + B + C	93 851	115 114		

4.5 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2009 NO CONTINENTE

A conjugação de desvios de custos de energia elevados e de crescimento dos custos previstos para 2009 conduz a um cenário de fortes variações nas tarifas de energia eléctrica. Importa realçar que estas fortes variações são devidas à necessidade de, por um lado, repercutir na tarifa o nível de custos de energia esperado para 2009 e, por outro lado, recuperar os desvios de custos de energia registados no final de 2007 e durante o presente ano.

Um acréscimo tarifário muito significativo das tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da aplicação de ajustamentos tarifários de anos anteriores (efectivos do ano $t-2$ e estimativas do final do ano $t-1$) representaria um risco sistémico que afectaria o equilíbrio de preços de todo o mercado retalhista, uma vez que poderia dar origem a um êxodo brusco dos clientes do comercializador de último recurso para outros comercializadores, tornando a recuperação de custos impossível de acontecer nas tarifas desse ano, provocando o colapso do comercializador de último recurso. O risco sistémico identificado no parágrafo anterior não estava acautelado no quadro legal e regulamentar e é corrigido no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, sendo válido tanto para subidas como para descidas excepcionais de preços.

O Decreto-Lei n.º 165/2008 prevê ainda um mecanismo adicional de estabilização tarifária no âmbito dos custos associados a medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral. Parte destes custos tem um perfil de incidência nas tarifas de energia eléctrica determinado por opções de natureza política. Associada a alguns custos decorrentes de medidas de política energética existe uma subsídição inter-temporal entre os custos (e impactes tarifários) incorporados nas tarifas de energia eléctrica no presente e os benefícios que se esperam para o futuro. Assim, a diluição de alguns destes custos de política energética por um período temporal mais alargado, nomeadamente em períodos considerados excepcionais em termos de impactes tarifários, permite ajustar o perfil de pagamentos ao perfil dos benefícios esperados no futuro, reduzindo a referida subsídição inter-temporal.

No âmbito do Decreto-Lei n.º 165/2008 e por se verificarem condições que a ERSE considerou de modo fundamentado, excepcionais e susceptíveis de provocar variações e impactes tarifários significativos para os consumidores de energia eléctrica em 2009, a ERSE: (i) Propôs ao ministro responsável pela área da energia a repercussão nas tarifas eléctricas dos ajustamentos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso; (ii) Informou o ministro responsável pela área da energia dos impactes tarifários associados a diferentes cenários para repercussão nas tarifas eléctricas dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

O Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro, (i) aceita a proposta apresentada pela ERSE de repercussão integral dos desvios de custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso, relativos ao final de 2007 e a 2008 e (ii) estabelece a repercussão integral dos sobrecustos com a produção em regime especial de 2009. O Ministro da Economia e da Inovação determinou que o diferimento de ambas as rubricas é feito por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010.

Estes custos a pagar no futuro são adicionados aos défices tarifários impostos por anteriores diplomas que limitaram as variações tarifárias das tarifas de venda a clientes finais em 2006 e 2007.

O Quadro 4-48 sintetiza os montantes considerados no diferencial dos custos gerados que não integram o cálculo das tarifas em 2009, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Quadro 4-48 – Custos não recuperados em 2009 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008

	Unidade 10 ³ EUR
	2009
Ajustamento dos custos da actividade Aquisição de Energia Eléctrica relativos ao 1.º sem 07	78 584
Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, referente a 2008	1 096 593
Ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, relativo ao ano 2007	100 504
Sobrecusto da PRE de 2009	447 469
Total dos custos não recuperados em 2009 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008	1 723 151

AFECTAÇÃO DO VALOR DO EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO PAGO PELOS CENTROS ELECTROPRODUTORES HÍDRICOS

“O Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que aprovou o regime de utilização dos recursos hídricos, estabeleceu no seu artigo 91.º regras específicas sobre a regularização da atribuição dos títulos de utilização dos recursos hídricos às empresas titulares de centros electroprodutores. As disposições atinentes à definição e determinação do valor do referido equilíbrio económico-financeiro foram estabelecidas pelo artigo 92.º do citado diploma, tendo sido o valor do equilíbrio económico-financeiro fixado em 759 000 000 euros.

Adicionalmente no n.º 3 do artigo 92.º do citado decreto-lei é determinado que o valor do equilíbrio económico-financeiro, a ser pago pelos titulares dos centros electroprodutores, destina-se a beneficiar os consumidores através da redução do défice tarifário, da estabilização das tarifas e de outras medidas de política energética.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

O Ministro da Economia e da Inovação por Despacho de 3 de Outubro de 2008, determina que o montante de 50 000 000 euros do valor do equilíbrio económico-financeiro, previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, é afectado à estabilização das tarifas pela redução dos custos de medidas de política energética, em benefício dos consumidores, mais precisamente ao financiamento dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores. Este montante deve ser, no âmbito da aplicação do referido despacho, transferido para o operador de rede de transporte até 31 de Janeiro de 2009.

O Quadro 4-49 sintetiza os proveitos permitidos em 2009, por actividade, no Continente.

Quadro 4-49 - Proveitos permitidos em 2009, por actividade, no Continente

Unidade: 10 ⁶ EUR							
Tarifas 2009	Proveitos permitidos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2009, previstos em 2008 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Défi ce tarifário (Decreto-Lei, n.º 265/2008) (4)	Proveitos a proporcionar em 2009, por actividade (c/ ajustamento) (5) = (3) - (4)	Despacho do MEI de 3/10/2008 (6)	Tarifas 2009 (7) = (5) - (6)
REN Trading	89 096		0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	89 096	-89 096 (GGS)	0	0	0	0	0
REN	605 877		616 388	0	616 388	50 000	566 388
Aquisição de Energia Eléctrica (AEE)	78 584	-78 584 (CVEE)	0	0	0	0	0
Gestão Global do Sistema (GGS)	295 029	89 096 (CVEEAC)	384 125	384 125	384 125	50 000	334 125
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	232 263		232 263	232 263	232 263		232 263
EDP Distribuição	2 067 947	-1 063 857	1 004 089	0	1 004 089	0	1 004 089
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 228 312		1 228 312	1 228 312	1 228 312		1 228 312
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	839 635	-1 063 857 ⁽¹⁾ (GGS + TEE + Sobrecusto PRE 2009)	-224 223		-224 223		-224 223
EDP Serviço Universal (CUR)	6 267 496	-981 125	5 286 371	1 723 151	3 563 220	0	3 563 220
Compra e Venda de Energia Eléctrica	4 741 035	430 222	5 171 257	1 723 151	3 448 106	0	3 448 106
Sobrecusto da PRE	95 831	351 638 ⁽²⁾ (Sobrecusto da PRE 2007 e 2008)	447 469	447 469	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	4 645 204	78 584 (AEE)	4 723 788	1 275 682	3 448 106		3 448 106
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 411 347	-1 411 347 ⁽³⁾ (DEE + CVAT)	0		0		0
Comercialização (C)	115 114		115 114		115 114		115 114
			6 906 848	1 723 151	5 183 697	50 000	5 133 697

Nota: ⁽¹⁾ Parte afecta aos clientes do comercializador de último recurso.

Os quadros seguintes sintetizam os montantes de ajustamentos afectos a cada actividade referente a desvios ocorridos em 2007 e previstos para 2008. Uma análise detalhada destes desvios encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009”.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

Quadro 4-50 - Ajustamentos de 2007 e 2008

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2009	Ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Ajustamento provisório calculado em 2007 e incluído nas tarifas de 2008	Juros do ajustamento provisório calculado em 2007 e incluído nas tarifas de 2008	Ajustamento do ano de 2007 a recuperar(-) a devolver (+) em 2009	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2008	Ajustamento provisório do ano de 2008 a recuperar(-) a devolver (+) em 2009	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2009
	(1)	(2) = (1) x [(1+5,447%) ² -1]	(3)	(4) = (3) x 5,447%	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = (6) x 5,298%	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
REN Trading	17 792	1 473			19 266	16 579	878	17 457	36 723
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-10 097	-1 130	58 509	3 187	-72 923	-5 377	-285	-5 661	-78 584
Parcela variável	18 354	2 054	46 534	2 535	-28 660	-3 654	-194	-3 847	-32 508
Parcela fixa	-28 451	-3 184	11 975	652	-44 262	-1 723	-91	-1 814	-46 076
Gestão Global do Sistema	-6 917	-774			-7 691	-5 591	-296	-5 887	-13 578
Transporte de Energia Eléctrica	6 899	772			7 671				7 671
REN	-10 115	-1 132	58 509	3 187	-72 944	-10 967	-581	-11 548	-84 492

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2009
	(1)	(2) = (1) x [(1+5,447%) ² -1]	(3) = (1)+(2)
Distribuição de Energia Eléctrica	-10 529	-1 178	-11 708
Comercialização de Redes	-1 396	-156	-1 552
Compra a Venda do Acesso à Rede de	27 452	3 072	30 524
EDP Distribuição	15 526	1 738	17 264

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS REGULADAS DO CONTINENTE

Quadro 4-51 - Ajustamentos de 2007 e 2008 (cont)

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Ajustamento provisório calculado em 2007 e incluído nas tarifas de 2008	Juros do ajustamento provisório calculado em 2007 e incluído nas tarifas de 2008	Ajustamento do ano de 2007 a recuperar(-) a devolver (+) em 2009	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2008	Ajustamento provisório do ano de 2008 a recuperar(-) a devolver (+) em 2009	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2009
	(1)	(2) = (1) x [(1+5,447%) ² -1]	(3)	(4) = (3) x 5,447%	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = (6) x 5,298%	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Comercialização	44	5			49				49
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-78 967	-8 837	22 536	1 228	-111 568	-757 719	-40 144	-797 863	-909 431
Sobrecusto da PRE	47 583	5 325			52 908	283 699	15 030	298 730	351 638
CVEE	-69 017	-7 723	22 536	1 228	-100 504	-1 041 419	-55 174	-1 096 593	-1 197 097
Aditividade tarifária	-57 533	-6 438			-63 971				-63 971
EDP Serviço Universal	-78 923	-8 832	22 536	1 228	-111 519	-757 719	-40 144	-797 863	-909 382

5 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

5.1 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EDA

A EDA desenvolve actividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica, adquirindo ainda energia eléctrica a outros produtores.

Este ponto inicia-se com uma análise de questões que são comuns a todas as actividades reguladas da empresa, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada actividade. Sempre que se revelar útil, é feita uma análise comparativa entre empresas reguladas do sector eléctrico no Continente e nas Regiões Autónomas.

Tendo em conta que em 2009 se inicia um novo período de regulação com a duração de 3 anos (2009-2011) a EDA procedeu ao envio da informação para os anos 2008 a 2011.

A análise detalhada dos valores enviados pela empresa para os anos de 2008 a 2011, é feita no documento “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas” que se anexa em complemento. Nele é analisada, para cada uma das actividades da EDA, a evolução das principais rubricas de custos e investimento ao longo dos anos 2002 a 2011.

Em seguida, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE relativamente às actividades reguladas da EDA tendo em vista a elaboração das tarifas para 2009.

5.1.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ACTIVIDADES DA EDA

5.1.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EDA, respeitante aos anos de 2008 a 2011, está de acordo com o solicitado, e inclui:

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

A informação enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE, tendo a empresa respondido satisfatoriamente a todas

as questões colocadas pela ERSE e que resultaram quer da análise da informação recebida, quer das necessidades de informação adicional face às alterações introduzidas pelo Regulamento Tarifário, publicado no Despacho n.º 22 393/2008, de 14 de Agosto de 2008.

Essas alterações determinam entre outras que a forma de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica passe a ser efectuada através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*, em que se define à partida um proveito máximo unitário que evolui ao longo do período de regulação de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB, deduzido de um factor eficiência definido pela ERSE. Pretende-se desta forma que a empresa possa conhecer à partida com maior exactidão os valores dos proveitos permitidos para o período de regulação, podendo actuar de forma a obter ganhos suplementares de eficiência, quer através da diminuição dos custos, como também pela maximização dos seus proveitos.

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema bem como as necessidades inerentes à definição de uma nova base de custos para as actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica, determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pelas empresas sejam convenientemente justificados.

Importa assim que, relativamente aos valores enviados anualmente, até 15 de Junho, para efeito de cálculo das tarifas, nomeadamente os custos operacionais propostos para serem aceites em base anual, sejam enviadas à ERSE acompanhadas das justificações que permitam compreender as seguintes questões:

- O valor absoluto de cada rubrica de custo, assim como a sua evolução de um ano para o outro, ao longo dos últimos anos e ainda para o futuro.
- A diferença entre a previsão proposta e as previsões efectuadas no ano anterior ou que tenham sido enviadas para outros efeitos.
- As chaves de repartição dos custos por actividade, nomeadamente as relativas a custos comuns.

Apesar do considerável volume de informação que a EDA disponibilizou à ERSE, a EDA deve fazer um esforço suplementar no sentido de poder ser o mais objectiva possível, nomeadamente, conter a justificação das razões que estão na base da evolução dos custos controláveis.

Relativamente aos valores propostos para investimentos importa ter em conta o disposto no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI), que prevê que:

- O operador da rede de transporte e de distribuição em MT e AT na Região Autónoma dos Açores envie à ERSE, para parecer, para efeito de reconhecimento nas tarifas, até ao dia 15 de Junho de cada ano, o orçamento de investimento nas suas redes a executar no ano civil seguinte, contendo uma identificação exaustiva dos activos que irá investir, da calendarização e dos respectivos

valores de investimento previstos. Os orçamentos de investimentos devem, nomeadamente identificar a caracterização física das obras, a data prevista de entrada em exploração e os valores de investimento, desagregados por ano e pelos vários tipos de equipamento de cada obra. Os investimentos aprovados, após efectuados e os activos terem passado à exploração, passam a ser considerados para efeito de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

- O operador da rede de transporte e de distribuição em MT e AT na Região Autónoma dos Açores envie à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do orçamento do ano anterior, com identificação dos respectivos valores de investimento realizados, de acordo com as normas complementares previstas no Regulamento Tarifário.

A ERSE publicou o Despacho n.º 4 168-A/2005, de 24 de Fevereiro, onde consta a norma contabilística n.º 15 com o objectivo de normalizar a informação de detalhe sobre os investimentos da EDA em conciliação com o rigor, transparência e a exigência associada a essa informação, para efeitos de uma regulação objectiva e transparente. A sistematização desta informação tem como objectivos:

- Compatibilizar os planos de investimentos nas redes de acordo com o RARI e os orçamentos de investimentos enviados pela EDA para efeito de cálculo anual dos proveitos permitidos, no âmbito do Regulamento Tarifário.
- Acompanhar os investimentos da EDA.
- Acompanhar as obras concluídas com vista à sua aceitação, conforme previsto no Regulamento Tarifário.

A EDA enviou toda a informação para o novo período regulatório 2009-2011, de acordo com a norma contabilística n.º 15.

5.1.1.2 PROVEITOS PERMITIDOS E PARÂMETROS DE REGULAÇÃO DA EDA

No Quadro 5-1 apresentam-se os proveitos permitidos da EDA, entre 2006 a 2008, os valores aceites pela ERSE para efeito de cálculo das tarifas, assim como os valores enviados pela EDA para o ano de 2009. Os valores de 2006 e 2007 correspondem aos aceites pela ERSE para efeitos de cálculo dos ajustamentos de 2006 e 2007, respectivamente.

Os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2007 são cerca de 8,7% inferiores aos calculados para as tarifas de 2007, com um desvio que em 2007 atingiu os -14,1 milhões de euros. Este desvio é actualizado para 2009 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual. O ajustamento a devolver pela EDA em 2009 relativamente ao ano de 2007 será de -17,3 milhões de euros. Uma análise mais aprofundada encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009”.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA
DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Quadro 5-1 - Proveitos permitidos das actividades reguladas da EDA

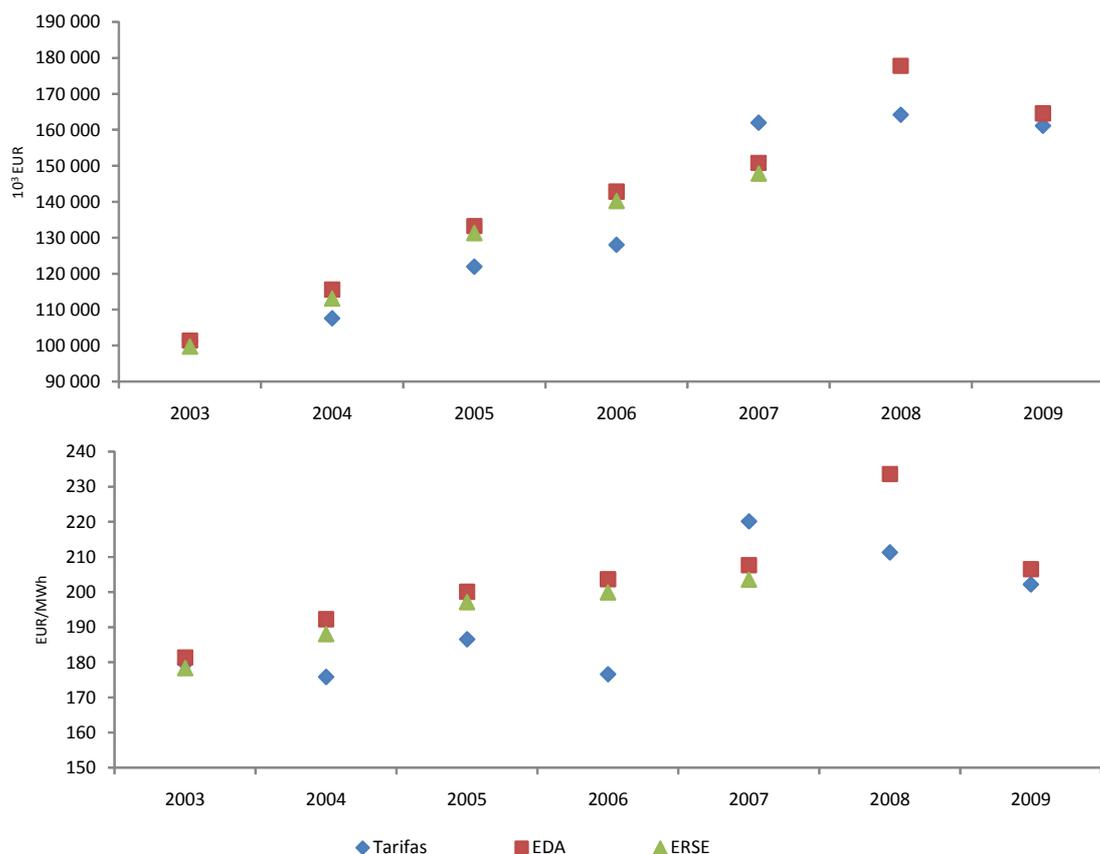
Unidade: EUR

	Tarifas 2006			Tarifas 2007					Tarifas 2008		Tarifas 2009		
	Tarifas 2006	Real Aceite pela ERSE	Real / Tarifas 2006	Tarifas 2007	Tarifas 2007 / Tarifas 2006	Real Aceite pela ERSE	Real / Tarifas 2007	2007/2006 (Real)	Tarifas 2008	Tarifas 2008 / Tarifas 2007	Tarifas 2009	EDA	Tarifas 2009 /2009 EDA
Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	83 292 281	97 898 780	17,5%	119 048 394	42,9%	109 664 284	-7,9%	12,0%	124 552 340	4,6%	123 328 492	127 509 850	-3,3%
Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	36 370 721	34 855 697	-4,2%	34 858 551	-4,2%	31 980 184	-8,3%	-8,2%	33 731 888	-3,2%	35 774 457	37 527 927	-4,7%
Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	8 363 534	7 454 606	-10,9%	8 053 849	-3,7%	6 201 512	-23,0%	-16,8%	5 871 972	-27,1%	2 016 062	2 851 792	-29,3%
Proveitos Permitidos da EDA	128 026 536	140 209 083	9,5%	161 960 794	26,5%	147 845 979	-8,7%	5,4%	164 156 200	1,4%	161 119 011	167 889 569	-4,0%

Fonte: EDA, ERSE

A evolução dos valores aceites para tarifas em cada um dos anos (“Tarifas”), por comparação com os valores reais da Empresa (“EDA”) e dos proveitos permitidos calculados para efeitos de ajustamento de cada ano (“ERSE”), a custos totais e a custos unitários em função da energia fornecida, são apresentados na Figura 5-1.

Figura 5-1 - Proveitos permitidos a custos totais e a custos unitários



Nota: Os valores EDA 2008 referem-se à estimativa enviada pela Empresa em 2008.

Entre 2004 e 2006 os valores aceites para tarifas de cada um dos anos foram sempre inferiores aos realizados pela EDA, quer em termos totais, quer em termos unitários. Em 2007 essa tendência inverteu-se, sendo substancialmente superior ao valor real em 6% e ao valor aceite pela ERSE no ajustamento de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009 em 8%. A estimativa de custos da EDA para 2008 é superior em 11% aos valores aceites para tarifas 2008.

Tendo em conta o número de anos já decorridos desde que a ERSE alargou as suas competências de regulação à concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores, EDA – Electricidade dos Açores, que permite ter um conhecimento das actividades desenvolvidas pela empresa, entendeu-se que a revisão regulamentar ocorrida em 2008 seria o momento ideal para alterar

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

a metodologia de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização de Energia Eléctrica (CEE) da EDA, uniformizando-a com a regulação efectuada no continente.

Assim, a nova versão do Regulamento Tarifário publicada em Diário da Republica em 29 de Agosto de 2008, contempla as alterações referidas anteriormente, passando a considerar nos artigos 89.º e 90.º uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*, como já referido.

Esta metodologia assenta na definição de uma base de custos aceites para o primeiro ano do período de regulação que contempla o somatório dos custos controláveis, custos não controláveis e remuneração dos activos. Não estão abrangidos os custos com a convergência tarifária referentes aos anos 2006 e 2007, de acordo com o Decreto-Lei nº 237-B/2006 e os custos com a promoção do desempenho ambiental, que são tratados como *pass-through*, não condicionados à metodologia de apuramento de proveitos descrita anteriormente.

Desta forma os valores dos proveitos permitidos para as actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica resultam da aplicação dos *price cap* apurados segundo a metodologia constante do documento “Parâmetros de regulação para o período 2009 a 2011”. Para as tarifas de 2009 foram apurados os valores unitários por nível de tensão, constantes do Quadro 5-2.

Quadro 5-2 - Componente variável unitária dos proveitos das actividades de DEE e de CEE

	2009	
	AT/MT	BT
DEE		
Componente variável unitária dos proveitos da actividade (€/MWh)	19,494	44,573
CEE		
Componente variável unitária dos proveitos da actividade (EUR/cliente)	474,722	36,547

Para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema mantêm-se a metodologia de regulação baseada em custos aceites numa base anual. Desta forma a ERSE decidiu, na elaboração das tarifas para 2009:

- Considerar o deflador do PIB de 2,5%.
- Não aceitar o montante de indemnizações por despedimento, à semelhança das decisões tomadas para o Continente.
- Aceitar a remuneração por efectivo de 2007 acrescida de 1,5 p.p. acima da inflação, valor que corresponde ao crescimento normal da massa salarial, sempre que esse valor for inferior aos custos apresentados pela EDA.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

- Calcular os custos controláveis aceites para 2009 relativos a fornecimentos e serviços externos, a materiais diversos e a outros custos operacionais, com base nos custos reais aceites de 2007, actualizados com a inflação e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano.
- Remunerar os activos líquidos afectos à actividade a uma taxa de 7,55%.

O impacte destas alterações nos custos aceites da EDA relativamente às previsões da empresa para 2009 é de -4,0%.

INVESTIMENTO E REMUNERAÇÃO DOS ACTIVOS

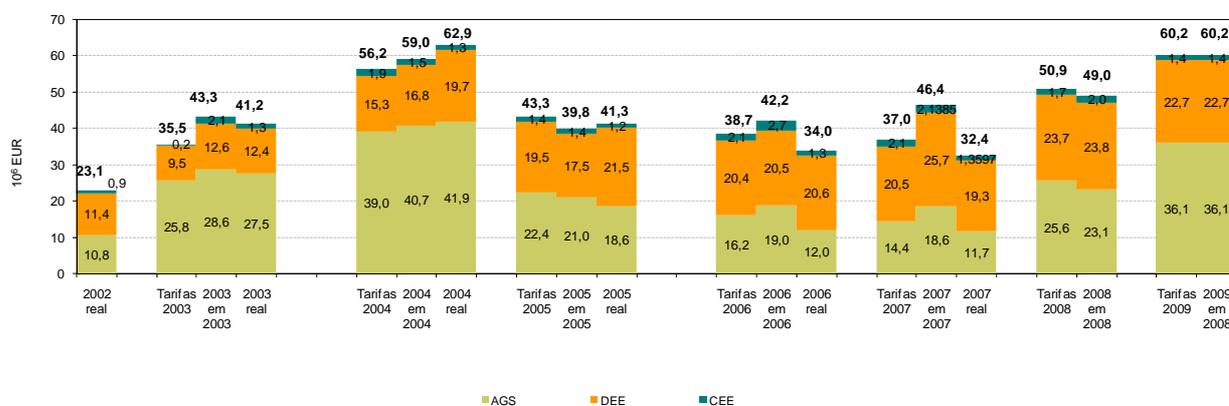
Para o novo período de regulação 2009-2011 a ERSE procedeu à alteração das taxas de remuneração dos activos afectos às actividades da EDA, conforme documento "Custo de capital para o período 2009 a 2011", fixando-as nos valores constantes do Quadro 5-3.

Quadro 5-3 - Taxas de remuneração dos activos

Actividade	taxa de remuneração
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	7,55%
Distribuição de Energia Eléctrica	8,55%
Comercialização de Energia Eléctrica	8,55%

A Figura 5-2 apresenta os investimentos a custos técnicos realizados pela EDA de 2002 a 2007, as previsões da EDA desde 2002 e os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas de 2009.

Figura 5-2 - Investimento a custos técnicos na EDA, por actividade



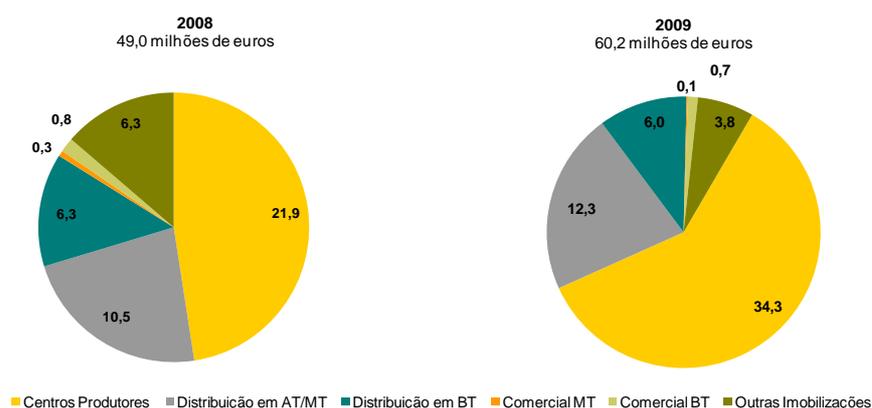
Fonte: EDA

Conforme se pode observar, o grau de realização do investimento em 2007 ficou abaixo das previsões da empresa enviadas para as tarifas de 2007 em cerca de 12,3%, embora a EDA em 2006 estimasse para o próprio ano um grau de realização substancialmente superior ao valor considerado para tarifas. A EDA estima em 2008 um grau de realização do investimento de 96,3% relativamente à previsão de investimento enviada para cálculo das tarifas de 2008.

Para o investimento a realizar em 2009 prevê-se um crescimento relativamente à estimativa para 2008, em cerca de 22,8%, motivado pelo investimento ao nível dos centros produtores (acréscimo de cerca de 13 milhões de euros).

A Figura 5-3 permite comparar o investimento estimado para 2008 com o previsto para 2009 por grandes rubricas.

Figura 5-3 - Investimentos a custos técnicos na EDA, por rubrica
(preços correntes)



Fonte: EDA

Entre a estimativa de 2008 e a previsão para 2009 ocorre um acréscimo significativo dos investimentos em centros produtores (cerca de 56%). Para 2009 os investimentos mais significativos, a esse nível são:

- Ampliação da central térmica do Aeroporto, em Santa Maria, com a instalação de dois grupos a diesel (grupos VIII e IX), num investimento para o ano de 7,0 milhões de euros;
- Ampliação da central térmica do Caldeirão, em São Miguel, com a instalação de um grupo a diesel (grupo IX), num investimento para o ano de 3,4 milhões de euros;
- Instalação de sistemas de desnitrificação nos grupos V a X da central térmica do Belo Jardim, na Terceira, num investimento previsto para 2009 de cerca de 6,4 milhões de euros;
- Ampliação da central térmica do Belo Jardim, na Terceira, com a instalação de um grupo a diesel (grupo XI), num investimento para o ano de 2,3 milhões de euros;

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

- Ampliação da central térmica do Caminho Novo, em São Jorge, com a instalação do grupo XII, num investimento de 3,4 milhões de euros, para 2009;
- Ampliação da central térmica de Santa Bárbara, no Faial, com a instalação do grupo VIII, num investimento anual de 1,9 milhões de euros;
- Construção da nova central térmica das Flores com um investimento em 2009 de cerca de 6,8 milhões de euros.

INVESTIMENTOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os investimentos efectuados pela EDA ao nível das redes de Transporte e Distribuição de energia eléctrica são analisados em pormenor no documento “Breve caracterização dos Investimentos nas Redes de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica”.

CUSTOS COM O PESSOAL

O Quadro 5-4 apresenta a evolução da rubrica de custos com o pessoal no período 2001 a 2009. Os valores de 2001 a 2007 são valores verificados e os de 2008 e 2009 são os previstos pela EDA, em Junho de 2008.

Quadro 5-4 - Custos com o pessoal

	2003	Δ% 2003/2002	2004	Δ% 2004/2003	2005	Δ% 2005/2004	2006	Δ% 2006/2005	2007	Δ% 2007/2006	2008	Δ% 2008/2007	2009	Δ% 2009/2008
Remunerações	16 452	34,7%	16 583	0,8%	16 960	2,3%	17 265	1,8%	17 633	2,1%	18 505	4,9%	19 535	5,6%
Encargos c/ remunerações e outros	4 173	-48,3%	4 989	19,5%	5 228	4,8%	4 618	-11,7%	4 588	-0,6%	4 434	-3,4%	4 599	3,7%
Custos com pensões	472	-89,1%	3 779	701,0%	4 037	6,8%	2 831	-29,9%	3 619	27,8%	3 494	-3,4%	3 618	3,6%
Indemnizações p/despedimento	1 738	168,2%	1 744	0,3%	636	-63,5%	200	-68,6%	103	-48,7%	440	329,3%	0	-100,0%
Total custos com o pessoal	22 835	-9,6%	27 095	18,7%	26 861	-0,9%	24 914	-7,2%	25 942	4,1%	26 873	3,6%	27 752	3,3%
% das pensões nas remunerações	2,9%		22,8%		23,8%		16,4%		20,5%		18,9%		18,5%	
% dos encargos + outros nas remunerações	25,4%		30,1%		30,8%		26,7%		26,0%		24,0%		23,5%	
nº de efectivos no início do ano	735		727		709		689		683		664		663	
Remuneração por efectivo ^[1]	22,4		22,8	1,9%	23,9	4,9%	25,1	4,8%	25,8	3,0%	27,9	8,0%	29,5	5,7%
Reformas (Fundo de Pensões)	472	-89,1%	3 779	701,0%	4 037	6,8%	1 060	-73,7%	5 391	408,5%				
Serviços correntes	513	9,4%	429	-16,3%	408	-5,0%	332	-18,6%	379	14,1%				
Juros	2 091	8,4%	2 035	-2,6%	2 142	5,3%	2 266	5,8%	2 254	-0,5%				
Retorno real dos activos [ganho (-)]	-438		-651		-876		-1 115		-595					
ganho actuarial (-) / perda actuarial (+)	-1 694		1 966		2 363		-422		3 353					

Nota:

[1] O cálculo da remuneração por efectivo foi efectuado tendo em conta o nº de efectivos no início do ano.

Fonte: Normas contabilísticas e relatório do exercício da EDA

Da análise do quadro verifica-se que a quebra ocorrida em 2003 na rubrica de custos com o pessoal resulta essencialmente da rubrica de custos com pensões (-89,1%). A redução desta rubrica ocorreu devido a um ganho actuarial do fundo de pensões (redução da rubrica de custos com o pessoal), no montante de 1,7 milhões. Em 2004 e 2005 voltaram a ocorrer perdas actuariais de 2 milhões de euros e de 2,4 milhões de euros, respectivamente. Em 2006 verifica-se uma redução dos custos com pessoal (-7,2%) face ao ano anterior, motivado essencialmente pela redução dos custos com pensões em 29,9%,

dos encargos sobre remunerações em 11,7% e das indemnizações por despedimento em 68,6%. Realça-se o facto do valor dos movimentos anuais do fundo de pensões (cerca de 1 060 milhares de euros) se encontrar influenciado pelo montante de 1 771 milhares de euros, referente ao efeito da alteração da taxa técnica de actualização de 5% para 4,75%. No ano de 2007, os custos com pessoal crescem relativamente a 2006 em cerca de 4,1%, motivado pelo acréscimo das remunerações em 2,1% e dos custos com pensões em 27,8%.

As estimativas da EDA para 2008 e as suas previsões para 2009 têm subjacente crescimentos da massa salarial por efectivo (considerou-se o número de efectivos no início do ano) de 8,0% e de 5,7%, respectivamente, valores bastante superiores aos valores aceites para o Continente, em que se prevê um acréscimo de 1,5 pontos percentuais acima da inflação de forma a contemplar as promoções nas carreiras e outras actualizações previstas nos acordos colectivos de trabalho.

Assim, alteraram-se as previsões da EDA aplicando à remuneração por efectivo, aceite pela ERSE para 2007, um acréscimo anual de 1,5 pontos percentuais acima das taxas de inflação, 2,7%²⁰ em 2008 e previsão de 2,5% para 2009. Ao novo montante de massa salarial aplicaram-se as percentagens de encargos sobre remunerações subjacentes nos valores ocorridos em 2007 de cerca de 26% e o limite aceite para efeitos fiscais com pensões de reforma de 15%. Esta metodologia de cálculo tem um efeito directo nos custos aceites para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e está implícita na definição dos parâmetros de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica.

Conforme decidido pela ERSE, desde 2003, não se consideraram para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos os custos com indemnizações por despedimento.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Com as alterações introduzidas pela actual redacção do Regulamento Tarifário, a metodologia de aceitação de custos para cálculo das tarifas de 2009 das actividades da EDA alterou-se. Assim na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a aceitação dos custos com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos, impostos e outros custos operacionais faz-se tendo em conta os custos aceites pela ERSE no ajustamento de $t-2$, acrescidos da taxa de inflação e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano. Nas actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica, os custos de exploração aceites estão implícitos no *price cap* definido para cada uma das actividades.

²⁰ Taxa de inflação em Junho de 2008.

5.1.2 QUESTÕES ESPECÍFICAS DE CADA UMA DAS ACTIVIDADES REGULADAS DA EDA

5.1.2.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 5-5 sintetiza a informação enviada pela EDA para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos, relativamente às tarifas de 2008 em 1,0%, que advém do efeito conjugado do crescimento dos custos de energia aceites em 40,1%, da redução dos custos controláveis de exploração em 2,0%, do aumento da remuneração do activo em 10,9%, e pelo impacto do ajustamento de 2007 (-12 600 milhares de euros).

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Quadro 5-5 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2006 a 2009

EDA - Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Tarifas 2006	2006 Real ^[1]	2006 /T2006	Tarifas 2007	T2007 / T2006	2007 Real ^[1]	2007/2006	2007 /T2007	Tarifas 2008	T2008 / T2007	2009 em 2008	Tarifas 2009	T2009 / 2009 EDA	T2009 / T2008
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Energia Eléctrica	10 374	10 246	-1,2%	16 821	62,1%	18 283	78,4%	8,7%	16 887	0,4%	18 750	18 750	0,0%	11,0%
Combustíveis	38 692	54 712	41,4%	56 118	45,0%	47 732	-12,8%	-14,9%	50 455	-10,1%	76 468	76 537	0,1%	51,7%
Lubrificantes	1 088	1 024	-5,9%	945	-13,1%	922	-10,0%	-2,5%	1 258	33,0%	1 227	1 227	0,0%	-2,4%
Amónia	1 250	10		1 181	-5,5%	29			1 258	6,5%	1 346	1 346	0,0%	7,0%
CUSTOS DE ENERGIA (A)	51 405	65 993	28,4%	75 065	46,0%	66 965	1,5%	-10,8%	69 858	-6,9%	97 791	97 860	0,1%	40,1%
Material Diversos	1 800	1 770	-1,7%	1 732	-3,8%	1 785	0,8%	3,1%	1 764	1,9%	2 015	1 841	-8,6%	4,4%
FSE	1 967	2 313	17,6%	2 329	18,4%	2 359	2,0%	1,3%	2 389	2,6%	4 465	2 438	-45,4%	2,1%
Pessoal	10 157	10 533	3,7%	11 285	11,1%	10 849	3,0%	-3,9%	10 705	-5,1%	11 682	10 374	-11,2%	-3,1%
Outros Custos (inclui custos com licenças de CO ₂)	14	375	2578,0%	3 394	24123,7%	226	-39,7%	-93,3%	517	-84,8%	187	192	2,4%	-62,9%
Total (B)	13 939	14 991	7,5%	18 740	34,4%	15 219	1,5%	-18,8%	15 375	-18,0%	18 348	14 845	-19,1%	-3,4%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	1 181	0	-100,0%	1 163	-1,5%	0		-100,0%	0	-100,0%	0	0		
Outros (inclui proveitos com licenças de CO ₂ atribuída a título gratuito)	619	106	-82,9%	3 665	491,8%	147	39,3%	-96,0%	395	-89,2%	164	164	-0,5%	-58,5%
Total (C)	1 801	106	-94,1%	4 829	168,2%	147	39,3%	-97,0%	395	-91,8%	164	164	-0,5%	-58,5%
CUSTOS CONTROLÁVEIS DE EXPLORAÇÃO (D) = (B) - (C)	12 138	14 885	22,6%	13 911	14,6%	15 072	1,3%	8,3%	14 981	7,7%	18 184	14 682	-19,3%	-2,0%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	-3	-58		0		32	-155,4%		0		0	0		
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participativo	10 348	8 296	-19,8%	11 009	6,4%	8 849	6,7%	-19,6%	9 798	-11,0%	10 693	10 687	-0,1%	9,1%
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (E)	10 345	8 238	-20,4%	11 009	6,4%	8 881	7,8%	-19,3%	9 798	-11,0%	10 693	10 687	-0,1%	9,1%
TOTAL DE CUSTOS (F) = (A) + (D) + (E)	73 888	89 116	20,6%	99 986	35,3%	90 918	2,0%	-9,1%	94 637	-5,3%	126 668	123 229	-2,7%	30,2%
AJUSTAMENTO t-2 (G)	1 033	1 033		-8 522		-8 522			-18 561		10 841	12 600		
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (H)	10 437	9 816	-6,0%	10 540	1,0%	10 224	4,2%	-3,0%	11 354	7,7%	11 683	12 595	7,8%	10,9%
Taxa de remuneração ^[2]	7,0%	7,0%		7,0%		7,0%			7,0%		7,0%	7,6%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (I) ^[2]	83 292	97 899	17,5%	119 048	42,9%	109 664	12,0%	-7,9%	124 552	4,6%	127 510	123 328	-3,3%	-1,0%
Facturação ao cliente final ^[1]	66 284	55 806		63 911		60 786			68 960		68 581	75 200		
Compensação tarifária	0	22 989		0		58 945			55 592		68 473	49 076		
Desvio a recuperar em t-2	17 009	16 940		55 138		-11 332			0		-9 544	-948		
Aditividade Tarifária	0	2 164		0		1 265			0		0	0		
Activos a remunerar (valor médio)	149 105	140 222	-6,0%	150 571	1,0%	74 114	-47,1%	-50,8%	162 915	8,2%	166 902	166 791	-0,1%	2,4%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	0	13		0		0			0		3 778	-29		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	175 964	170 079		175 909		89 171			189 126		194 238	194 158		
Imobilizado Participativo Líquido (-)	26 860	29 870		25 338		15 057			26 211		31 114	27 338		

Notas:

^[1] Custos reais aceites pela ERSE.

^[2] Nas colunas "Tarifas XXX" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

^[3] Inclui o valor transferido da REN por conta dos clientes da RAA, devido ao mecanismo de limitação dos acréscimos à BT.

CUSTOS DE ENERGIA

No Quadro 5-6 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais da EDA considerado nas tarifas para 2009 é superior em cerca de 53% face ao previsto nas tarifas de 2008, sendo superior ao estimado para 2008 em cerca de 14%.

Quadro 5-6 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

Unidade (*)	2007 real	2007 considerado para ajustamento	Tarifas de 2008	2008 em 2008 (EDA)	Evolução anual %	2009 em 2008 (EDA)	Tarifas de 2009	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)		(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	(5)	[(5)-(2)]/(2)	[(5)-(3)]/(3)	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	[€/MWh]	87,5	86,5	80,4	108,4	24%	123,1	123,1	53%	14%

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

A sigla SPA diz respeito ao sistema eléctrica público da RAA.

Fonte: EDA; ERSE

Quanto ao custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema eléctrico independente (SIA), prevê-se que este cresça em 2009 face ao verificado em 2007 e ao estimado para 2008, de uma forma muito menos acentuada do que no caso da energia eléctrica adquirida às centrais térmicas, cerca de 3%, como mostra o Quadro 5-7. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

Quadro 5-7 - Custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente

Unidade (*)	2007 real	Tarifas de 2008	2008 em 2008 (EDA)	Evolução anual %	2009 em 2008 (EDA)	Tarifas de 2009	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	(5)	[(5)-(2)]/(2)	[(5)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	[€/MWh]	81,4	83,7	84,0	3%	86,5	86,5	3%	3%

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

A sigla SIA corresponde ao sistema não vinculado da RAA.

Fonte: EDA; ERSE

Grande parte da energia eléctrica 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 eléctrica adquirida às centrais térmicas da EDA.

Num cenário de custos com combustíveis elevados, a energia eléctrica adquirida ao SIA torna-se competitiva.

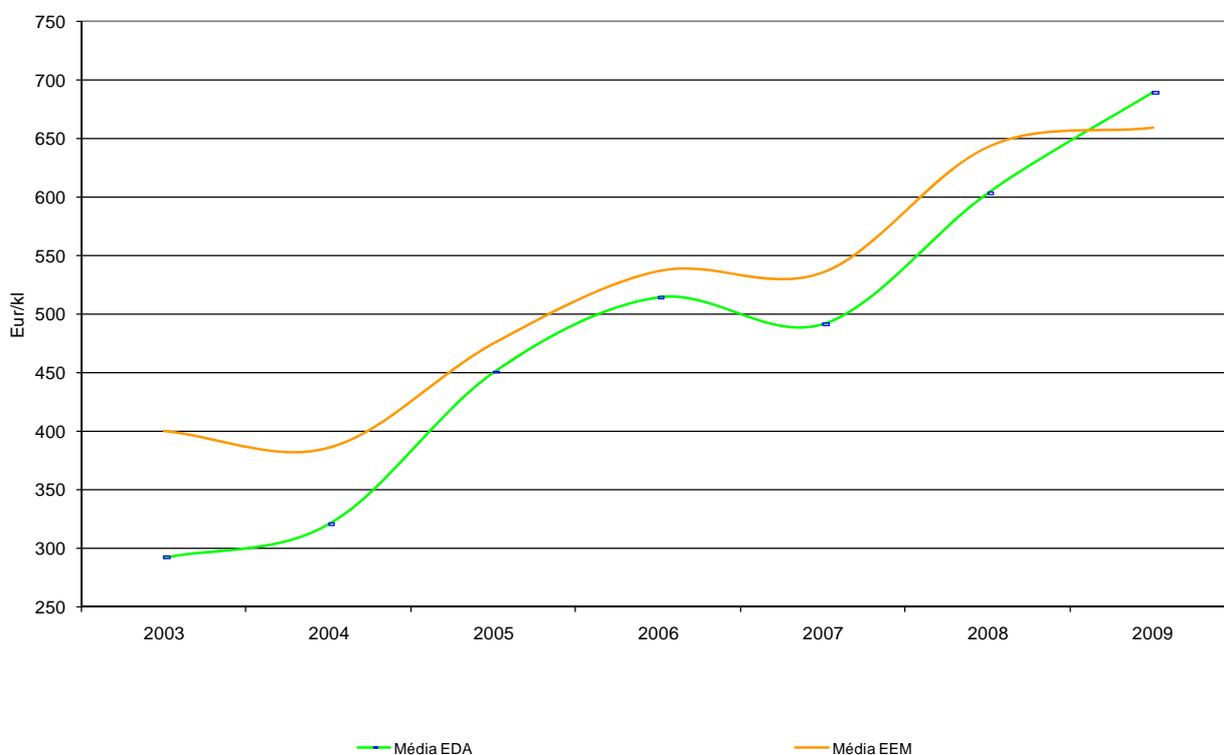
Assim, e apesar de dizerem respeito a custos totais, os custos unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente são desde 2007 inferiores aos custos variáveis unitários das centrais térmicas da EDA, sendo que esta diferença tem vindo a aumentar. Registe-se que para 2009 se prevê que os custos variáveis unitários das centrais térmicas da EDA sejam superiores em mais de 42% aos custos totais unitários da energia eléctrica adquirida ao SIA.

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

O custo do gasóleo consumido na produção de energia eléctrica pelas centrais da EDA tem sido tradicionalmente mais baixo do que o consumido por empresas que desenvolvem a sua actividade em situações semelhante, nomeadamente pela EEM, empresa produtora de energia eléctrica do arquipélago da Madeira. Este facto decorre do facto do gasóleo adquirido para produção de energia eléctrica nos Açores ter sido isento de pagamento de ISP.

Contudo, para 2009, a EDA prevê um crescimento do preço do gasóleo substancialmente mais acentuado do que o previsto pela EEM conforme se observa na Figura 5-4, o que a verificar-se tornará o custo unitário deste combustível mais elevado para a EDA do que para a EEM.

Figura 5-4 - Custo unitário do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica ocorrido e previsto pela EDA e pela EEM



Fonte: EDA, EEM

O Quadro 5-8 apresenta os custos unitários do gasóleo para produção de energia eléctrica na RAA.

Quadro 5-8 - Custo unitário do gasóleo

	2007 real (1)	Tarifas de 2008 (2)	2008 em 2008 EDA (3)	Evolução anual [(3)-(1)]/(1) %	2009 Empresas (4)	Tarifas de 2009 (4)	Evolução anual [(4)-(2)]/(2) %	Evolução anual [(4)-(3)]/(3) %
EDA	492	496	604	23%	690	690	39%	14%

Unidade: €/kl

Fonte: EDA, ERSE, REN

Observa-se que a partir de 2008, ocorre um agravamento significativo do custo unitário do gasóleo, e que o valor previsto para 2009 seja superior em 39% ao valor considerado para as tarifas de 2008 e em 14% comparativamente à estimativa da EDA para 2008.

O Quadro 5-9 apresenta os custos unitários do fuelóleo verificado e previsto entre 2007 e 2009 na RAA e na Ilha da Madeira.

Quadro 5-9 - Custo unitário do fuelóleo

Unidade: €/t

	2007 real (1)	Tarifas de 2008 (2)	2008 em 2008 Empresas	2009 Empresas	Tarifas de 2009 (3)	Evolução anual [(3)-(2)]/(2) %
EDA - Região Autónoma	362,2	322,3	442,6	518,5	518,5	61%
EDA - S. Miguel	337,1	295,8	418,4	491,4	491,4	66%
EEM - Madeira	295,0	281,0	383,5	393,4	427,5	52%

Fonte: EDA, ERSE

Como no caso do gasóleo, o custo unitário do fuelóleo na EDA, previsto para 2009 é significativamente superior ao valor verificado em 2007 (43%) e ao valor de tarifas de 2008 (61%).

Na RAA, o fuelóleo é adquirido nos mercados internacionais por um comercializador único, que o revende à EDA. Porém, o seu preço de revenda é definido administrativamente pelo Governo Regional. No caso, da EEM o preço do fuelóleo está enquadrado por um contrato de fornecimento celebrado com um comercializador, evoluindo consoante a cotação NWE do fuelóleo acrescida de uma margem. Como o preço do fuelóleo consumido pela EDA não tem subjacente um racional económico evidente, aplicou-se até ao anterior período de regulação uma metodologia regulatória que procurava aproximar o preço do fuelóleo, expurgado dos acréscimos de custos decorrentes das particularidades da RAA (nomeadamente quanto ao acréscimo de gasóleo, custos de descarga e transporte inter-ilhas), ao preço praticado no Continente.

Perante a constatação de que existem mais pontos em comuns do que especificidades na aquisição de fuelóleo por parte das empresas dos sectores eléctricos das Regiões Autónomas, decidiu-se aplicar a mesma metodologia regulatória à EDA e à EEM. Contudo, a aplicação destas regras deverá ter em conta as especificidades das Regiões Autónomas e, deste modo, apenas poderá incidir sobre a evolução do preço do fuelóleo com viscosidade 380 cst que é consumido na RAM, mas que no caso da RAA é adicionado de gasóleo antes de ser consumido.

Segundo a EDA, para cumprir com as normas de qualidade do ar no que diz respeito ao teor de enxofre, de acordo com a directiva 2005/33/CE, a empresa terá, muito provavelmente, que efectuar investimentos avultados ou passar a consumir a breve prazo fuelóleo com teor de 1% de enxofre, tal como se verifica actualmente na RAM e no Continente. Assim, a ERSE, face aos valores apresentados pelas EDA aceita pela totalidade os custos com fuel na expectativa, porém, que os mesmos contemplem a aquisição de

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

fuel de baixo teor de enxofre, o que, deste modo, alinhará as previsões para a EDA com o ocorrido nos mercados de referência (ver Custos com Combustíveis no ponto 6.1.2.1).

CUSTO DA ENERGIA ELÉCTRICA ADQUIRIDA

Apresenta-se no Quadro 5-10 o custo da produção de energia eléctrica adquirida desagregado por tipo de tecnologia, ocorrido em 2007 e compara-se com os valores estimados pela EDA para 2008 e previstos para 2009.

Para 2009 aceitaram-se os custos enviados pela empresa para esta rubrica. O aumento previsto pela empresa para 2009 na ordem dos 5,1%, deve-se aos aumentos previstos de 3,0% ao nível dos custos unitários, e de 2,1% ao nível das quantidades de energia adquirida.

Quadro 5-10 - Custos da produção de energia eléctrica adquirida

	2007			2008			2009		
	Energia	Custo unitário	Custos Total	Energia	Custo unitário	Custos Total	Energia	Custo unitário	Custos Total
	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)
Hídrica	31 259	81,37	2 543 592	23 670	84,00	1 988 280	23 670	86,50	2 047 460
Geotermia	177 520	81,40	14 450 103	170 382	84,00	14 312 090	170 382	86,50	14 738 040
Eólica	15 563	81,40	1 266 811	17 700	84,00	1 486 800	22 200	86,50	1 920 300
Térmica	48	65,87	3 173	224	83,98	18 812	210	86,46	18 157
Biogás	202	94,19	19 000	315	83,98	26 455	303	86,46	26 197
Total Energia Adquirida	224 592	81,40	18 282 679	212 291	84,00	17 832 437	216 765	86,50	18 750 154
Varição anual	72,0%	3,7%	78,4%	-5,5%	3,2%	-2,5%	2,1%	3,0%	5,1%

Fonte: EDA

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

As decisões da ERSE implicaram a não aceitação da totalidade dos custos enviados pela empresa. Os custos controláveis aceites para 2008 relativos a materiais diversos, fornecimentos e serviços externos, impostos e outros custos operacionais são calculados com base nos custos de 2007 aceites para efeitos de ajustamento, actualizados com as taxas de inflação de 2008 e 2009 e impondo um nível de eficiência de 1% ao ano, para todas as rubricas de custos da empresa.

O Quadro 5-11 sintetiza a metodologia utilizada no cálculo dos custos com pessoal aceites para tarifas 2009.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Quadro 5-11 - Custos com pessoal aceites para tarifas 2009

Unidade: 10³ EUR

Pressupostos	2009 Metodologia ERSE	2009 EDA	Valor não Aceite
(1)	(2)	(3)	(3) - (2)
% do fundo de pensões nas remunerações	15,0%	(a)	18,9%
% dos encargos + outros nas remunerações	23,5%	(b)	24,0%
Taxa de inflação 2007	2,4%		
Taxa de inflação 2008	2,7%		
Taxa de inflação 2009	2,5%		
Acréscimo das remunerações acima da inflação	1,5	(c)	
efectivos (valor final de 2008)	278		278
remunerações por efectivo	25,2	28,2	28,6
remunerações		7 831	7 951
custos c/ pensões		1 175	1 661
encargos + outros		1 844	1 948
indemnizações por despedimento		0	186
custo total		10 850	11 747
custos imputados ao investimento (d)		476	578
custos com pessoal de exploração (d)		10 373	11 169
			897
			102
			795

Notas:

(a) Valor aceite para efeitos fiscais.

(b) % aceite em 2007.

(c) Valor anual.

(d) Manteve-se a % de custos totais imputados ao investimento propostos pela EDA, assim como a estrutura por rúbrica e actividade.

O impacte destas alterações originou uma redução de proveitos nesta actividade de 3,4 milhões de euros relativamente aos valores propostos pela empresa.

A Figura 5-5 apresenta a evolução dos custos de exploração por unidade fornecida no período 2001 a 2009, permitindo comparar os valores ocorridos nos anos 2001 a 2007 com os valores propostos pela EDA e com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas. A subida ocorrida em 2003, como anteriormente mencionada, deve-se ao facto do Governo da RAA ter deixado de subsidiar o combustível utilizado pela EDA para a produção de energia eléctrica. Em 2006 o custo unitário sobe consideravelmente (18,5%), situando-se nos 113,7 €/MWh, explicado essencialmente pelos acréscimos verificados ao nível dos custos com combustíveis e lubrificantes (28,0%) e dos fornecimentos e serviços externos (16,6%). O custo unitário aceite pela ERSE para 2009 apresenta um crescimento de 37,5%, relativamente ao aceite para tarifas 2008, sobretudo devido ao crescimento dos custos com combustíveis e lubrificantes em 49,3%. Comparativamente aos valores propostos pela EDA, verifica-se uma redução de 3,5%.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Figura 5-5 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS



PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 87º do Regulamento Tarifário, cujos valores se apresentam no Quadro 5-12.

Quadro 5-12 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
$\tilde{C}_{SA,t}^{AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados da RAA	16 887	18 750	11,0%
\tilde{Am}_t^{AGS}	Amortizações do activo fixo, líquidas das amortizações dos activos participados	9 798	10 687	9,1%
\tilde{Act}_t^{AGS}	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	162 204	166 820	2,8%
r_t^{AGS}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	7,0	7,6	7,9%
\tilde{C}_t^{AGS}	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	28 546	37 273	30,6%
\tilde{F}_t^{AGS}	Custos com o fuel aceites pela ERSE	39 801	65 925	65,6%
\tilde{C}_t^{AGS}	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	395	9 407	2284,1%
\tilde{Am}_t^{AGS}	Custos com a promoção do desempenho ambiental	-	105	
Δ_{t-2}^{AGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano $t-2$	-18 561	12 600	-167,9%
\tilde{J}_t^{AGS}	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	124 552	123 328	-1,0%
	Emissão para a rede (MWh)	844 613	859 435	1,8%
	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de $t-2$) (€/MWh)	125,49	158,16	26,0%

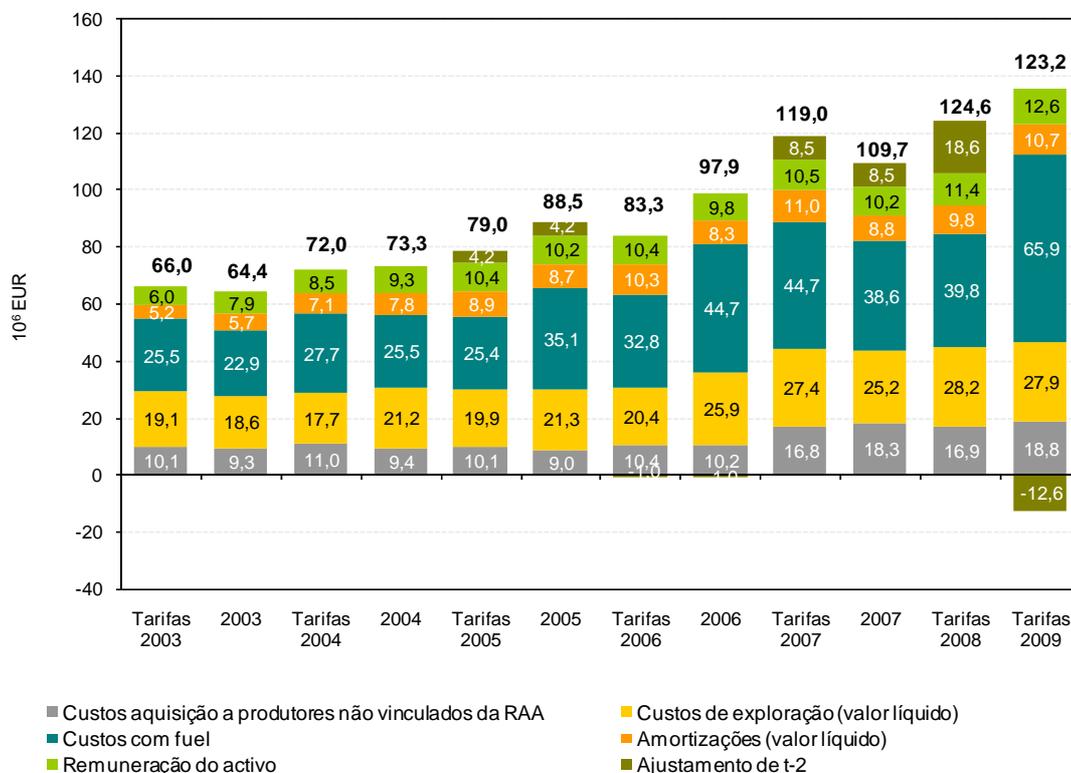
Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 1,0%. Se se retirar os ajustamentos de $t-2$, a variação traduz-se no acréscimo de proveitos em 28,2%.

Tendo em conta que os custos desta actividade estão directamente ligados com a energia produzida, verifica-se um acréscimo nos proveitos permitidos²¹ por unidade emitida para a rede, de 26,0%, relativamente ao valor aceite para as tarifas de 2008.

A Figura 5-6 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na EDA, podendo-se concluir que os custos anuais de exploração incluindo os custos com o fuel, em 2009, representam cerca de 76% dos proveitos permitidos totais. Importa salientar que o custo com a aquisição do fuel para produção de energia eléctrica representa cerca de 54% dos proveitos permitidos totais.

²¹ Exclui os ajustamentos de 2006 e 2007.

Figura 5-6 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA



5.1.2.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

As já referidas alterações no Regulamento Tarifário implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, que passa de uma aceitação de custos em base anual, para a aplicação de um *price cap* que varia anualmente em função das vendas de energia. A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essa componente, encontra-se explicada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2009 a 2011” que acompanha a proposta de tarifas para 2009.

Assim, os parâmetros definidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, apresentam-se no Quadro 5-15.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Quadro 5-13 - Parâmetros da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA

	2009		2010		2011	
	AT/MT	BT	AT/MT	BT	AT/MT	BT
Componente variável unitária dos proveitos da actividade (€/MWh)	19,494	44,573				
Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade	-	-	0,08%	4,97%	1,37%	5,87%

O valor dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para 2009, resulta do produto entre a componente variável unitária dos proveitos, em cada nível de tensão, e as quantidades previstas entregar aos clientes do Sistema Público da RAA.

No Quadro 5-14 apresentam-se os indicadores da actividade da Distribuição de Energia Eléctrica.

Quadro 5-14 - Indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	Unidade	2003 Real ^[1] (2)	Evolução Anual (%) [(2-1)/(1)]	2004 Real ^[1] (3)	Evolução anual (%) [(3-2)/(2)]	2005 Real ^[1] (4)	Evolução anual (%) [(4-3)/(3)]	2006 Real ^[1] (5)	Evolução anual (%) [(5-4)/(4)]	2007 Real ^[1] (6)	Evolução anual (%) [(6-5)/(5)]	Tarifas 2008 (7)	Evolução anual (%) [(7-6)/(6)]	Tarifas 2009 (8)	Evolução anual (%) [(8-7)/(7)]
Custo unitário de distribuição	[€/MWh ^[2]]	33,28	-8,2%	34,35	3,2%	31,39	-8,6%	27,31	-13,0%	28,54	4,5%	28,29	-0,9%	-	-
Investimento anual	[10 ³ EUR]	12 399	8,7%	19 740	59,2%	21 526	9,0%	20 629	-4,2%	19 332	-6,3%	23 822	23,2%	22 716	-4,6%
Imobilizado líquido de participações ao investimento	[10 ³ EUR]	114 582	4,9%	125 540	9,6%	127 765	1,8%	137 773	7,8%	147 337	6,9%	168 809	14,6%	174 817	3,6%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10 ³ EUR]	12 863	-6,6%	14 681	14,1%	14 548	-0,9%	12 766	-12,2%	13 762	7,8%	14 657	6,5%	-	-
Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2)	[€/MWh ^[2]]	51,28	-	53,41	4,1%	47,56	-11,0%	43,37	-8,8%	44,24	2,0%	45,83	3,6%	48,26	5,3%

Nota:

^[1] Custos reais aceites pela ERSE.

^[2] Energia eléctrica fornecida aos clientes finais.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

O processo de reestruturação da EDA, iniciado em 2001, determinou, entre outras medidas, a verticalização das estruturas operacionais, a reorganização dos serviços e as principais acções determinantes para o aumento da capacidade e fiabilidade de toda a rede de transporte e distribuição, assim como da vida útil dos equipamentos em exploração.

A verticalização da estrutura do transporte e distribuição, para além de determinar o enquadramento de cada uma das ilhas da região como unidades técnicas de distribuição (UD's), possibilitou a criação de estruturas transversais, vocacionadas para a prestação de serviços internos ao nível do planeamento operacional da manutenção preventiva das principais infra-estruturas, designadamente, ao nível das subestações, das linhas de transporte AT e de distribuição MT e dos postos de transformação, relegando a intervenção nas redes de baixa tensão e iluminação pública para o âmbito das actividades correntes de exploração com eventual recurso a prestadores de serviços.

Para a determinação da base de custos subjacente à determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, a ERSE decidiu:

- Aceitar a remuneração por efectivo, considerada no cálculo do ajustamento de 2007, acrescida de 1,5 p.p acima da inflação, valor que corresponde ao crescimento normal da massa salarial.
- Não aceitar os custos com indemnizações por despedimento.
- Impor um factor de eficiência no crescimento dos custos controláveis equivalente ao crescimento das quantidades de energia vendida acrescidas de 1 p.p., por cada nível de tensão.
- Remunerar os activos líquidos afectos à actividade a uma taxa de 8,55%.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 89º do Regulamento Tarifário. No Quadro 5-15 são apresentados os valores considerados para o cálculo. A comparação com o valor de tarifas de 2008 apenas é possível para os valores totais.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Quadro 5-15 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
P_{jt}^A	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh		0,019494	
\tilde{E}_{jt}^A	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)		840 154	
Amb_{jt}^A	Custos com a promoção do desempenho ambiental		44	
Z_{jt-1}^A	Custos ocorridos em $t-1$ não previstos para o período de regulação		0	
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano $t-1$		5,4%	
δ_{t-1}	Spread no ano $t-1$, em pontos percentuais			
ΔR_{jt-2}^A	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano $t-2$		1 239	
\hat{R}_t^A	Proveitos Permitidos em AT/MT	15 180	15 183	0,0%
P_{jt}^A	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh		0,044573	
\tilde{E}_{jt}^A	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)		493 773	
Amb_{jt}^A	Custos com a promoção do desempenho ambiental		26	
Z_{jt-1}^A	Custos ocorridos em $t-1$ não previstos para o período de regulação		0	
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano $t-1$		5,4%	
δ_{t-1}	Spread no ano $t-1$, em pontos percentuais			
ΔR_{jt-2}^A	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano $t-2$		1 443	
\hat{R}_t^A	Proveitos Permitidos em BT	18 551	20 592	11,0%
	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 732	35 774	6,1%
	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	45,83	48,26	5,3%

Os custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental passam a ser considerados no cálculo da tarifa do ano em que se prevêem ocorrer, ao contrário do que se verificava na anterior redacção do Regulamento Tarifário.

Em 2009 os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica está influenciado pela transferência de custos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, resultante da extinção da tarifa de Comercialização de Redes, de acordo com a informação enviada pela EDA em 1 de Outubro de 2008. Esta transferência de custos foi efectuada ao nível do segmento baixa tensão conforme Quadro 5-16.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Quadro 5-16 - Custos transferidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Unidade: EUR

	2009-Tar.	2010-Prev.	2011-Prev.
A - Efectuar interv./ inst. sist. de cont. e controlo de potência	458.310	472.517	485.756
61 - Custo das Merc. Vendidas e das Mat. Consumidas	728	750	773
62 - Fornecimentos e Serviços Externos	337.106	343.747	350.519
63 - Impostos	792	816	840
64 - Custos com o Pessoal	115.193	121.727	126.982
66 - Amortizações	4.491	5.477	6.643
B - Facturar Serviços Conexos	25.841	26.796	27.624
62 - Fornecimentos e Serviços Externos	13.890	14.164	14.443
63 - Impostos	11	11	11
64 - Custos com o Pessoal	11.937	12.614	13.158
66 - Amortizações	3	7	11
C - Gerir leituras	322.810	334.798	345.244
61 - Custo das Merc. Vendidas e das Mat. Consumidas	88	90	93
62 - Fornecimentos e Serviços Externos	167.372	170.669	174.031
63 - Impostos	129	132	136
64 - Custos com o Pessoal	154.575	163.343	170.394
66 - Amortizações	647	563	589
D - Efectuar serv. esp. relacionados com as infra-estruturas	946.470	988.616	1.020.144
61 - Custo das Merc. Vendidas e das Mat. Consumidas	4.549	4.685	4.826
62 - Fornecimentos e Serviços Externos	212.597	216.785	221.055
63 - Impostos	1.628	1.677	1.727
64 - Custos com o Pessoal	700.096	739.808	771.745
66 - Amortizações	27.601	25.661	20.790
Total Geral	1.753.431	1.822.727	1.878.768

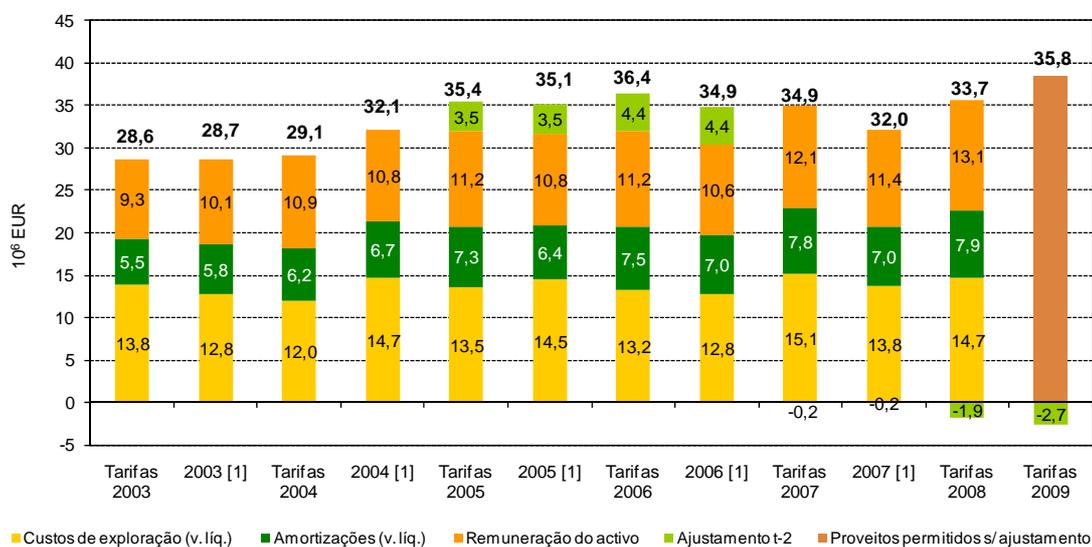
Fonte: EDA

A Figura 5-7 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA entre 2003 e 2009. Para 2009 o valor é apresentado em duas parcelas:

- Ajustamento de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009;
- Proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis dos proveitos de AT/MT (19,494 EUR/MWh) e de BT (44,573 EUR/MWh) às quantidades previstas.

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2009, verificam um acréscimo na ordem dos 6,1%. Excluindo os ajustamentos, verifica-se um acréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 8,0%.

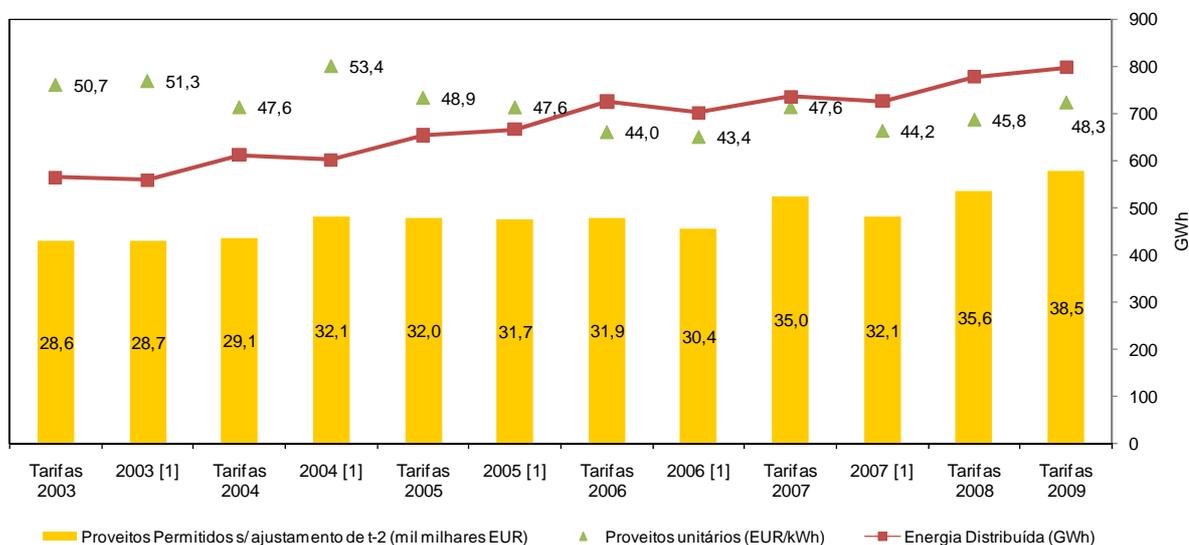
Figura 5-7 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA



Nota: ^[1] Os valores de 2003 a 2007 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

A Figura 5-8 apresenta os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica excluindo o efeito dos ajustamentos de *t-2*, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh. Verifica-se que nos anos de 2003 e 2004 os proveitos unitários aceites foram superiores aos valores das tarifas de cada um dos anos, situação que se inverteu nos anos de 2005 a 2007.

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



Nota: ^[1] Os valores de 2003 a 2007 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

5.1.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

As alterações no Regulamento Tarifário implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, que passa de uma aceitação de custos em base anual, para a aplicação de um *price cap* que varia anualmente em função do número médio de clientes. A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essa componente, encontra-se explicada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2009 a 2011” que acompanha a proposta de tarifas para 2009.

Assim, os parâmetros definidos para a actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, apresentam-se no Quadro 5-17.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Quadro 5-17 - Parâmetros da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA

	2009		2010		2011	
	MT	BT	MT	BT	MT	BT
Componente variável unitária dos proveitos da actividade (EUR/cliente)	474,722	36,547				
Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade	-	-	2,09%	2,46%	1,54%	2,86%

O valor dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica para 2009, resulta do produto entre a componente variável unitária dos proveitos, em cada nível de tensão, e o número médio de clientes previsto pela EDA para o ano 2009.

No Quadro 5-18 apresentam-se alguns dos principais indicadores da actividade da Comercialização de Energia Eléctrica.

Quadro 5-18 - Indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	Unidade	2003 Real ⁽¹⁾	Evolução Anual (%)	2004 Real ⁽¹⁾	Evolução anual (%)	2005 Real ⁽¹⁾	Evolução anual (%)	2006 Real ⁽¹⁾	Evolução anual (%)	2007 Real ⁽¹⁾	Evolução anual (%)	Tarifas 2008	Evolução anual (%)	Tarifas 2009	Evolução anual (%)
		(2)	[(2)-(1)]/(1)	(3)	[(3)-(2)]/(2)	(4)	[(4)-(3)]/(3)	(5)	[(5)-(4)]/(4)	(6)	[(6)-(5)]/(5)	(7)	[(7)-(6)]/(6)	(8)	[(8)-(7)]/(7)
Custo unitário de comercialização	[€/mil clientes]	60,45	-2,9%	67,58	11,8%	63,67	-5,8%	51,57	-19,0%	49,57	-3,9%	51,93	4,7%	-	-
Nº de clientes	[unidades]	106 444	1,5%	108 331	1,8%	109 523	1,1%	111 872	2,1%	113 995	1,9%	117 687	3,2%	119 931	1,9%
Investimento anual	[10 ³ EUR]	1 347	56,4%	1 321	-1,9%	1 198	-9,3%	1 342	12,1%	1 360	1,3%	2 028	49,2%	1 416	-30,2%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10 ³ EUR]	6 106	4,0%	6 792	11,2%	6 456	-4,9%	5 138	-20,4%	5 084	-1,1%	5 477	7,7%	-	-
Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2)	[€/MWh ⁽²⁾]	11,90	-	12,74	7,1%	11,05	-13,3%	8,80	-20,3%	8,37	-4,9%	8,66	3,4%	5,00	-42,2%

Nota:

⁽¹⁾ Custos aceites pela ERSE.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Para a determinação da base de custos subjacente à determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, a ERSE decidiu:

- Aceitar a remuneração por efectivo, considerado no cálculo do ajustamento de 2007, acrescida de 1,5 p.p acima da inflação, valor que corresponde ao crescimento normal da massa salarial.
- Não aceitar os custos com indemnizações por despedimento.
- Impor um factor de eficiência no crescimento dos custos controláveis equivalente à evolução do número de clientes por nível de tensão acrescida de 1 p.p..
- Remunerar os activos líquidos afectos à actividade a uma taxa de 8,55%.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA, na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 90º do Regulamento Tarifário. No Quadro 5-19 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 5-19 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
P_{jt}^A	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente		474,722	
$\bar{N}C_{jt}^A$	Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA		641	
Z_{jt-1}^{AD}	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1		5,4%	
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
	Contadores 2008 - Valor a devolver à tarifa		-67	
$\Delta R_{j,t-2}^A$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2		-1 156	
\bar{R}_{t}^A	Proveitos Permitidos em AT/MT	135	1 393	928,6%
P_{jt}^A	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente		36,547	
$\bar{N}C_{jt}^A$	Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA		118 234	
Z_{jt-1}^{AD}	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1		5,4%	
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
	Contadores 2008 - Valor a devolver à tarifa		-570	
$\Delta R_{j,t-2}^A$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2		3 128	
\bar{R}_{t}^A	Proveitos Permitidos em BT	5 737	623	-89,1%
	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 872	2 016	-65,7%
	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/Cliente)	57,65	33,55	-41,8%

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2009, verificam um decréscimo na ordem dos 65,7% relativamente ao valor de tarifas de 2008. Excluindo os ajustamentos, o decréscimo de proveitos permitidos é de cerca de 40,7%. Estes valores encontram-se influenciados pela transferência de custos entre as actividades de Comercialização de Energia Eléctrica e de Distribuição de Energia Eléctrica, resultante da extinção da tarifa de Comercialização de Redes cujos valores constam do Quadro 5-16.

No cálculo da base de custos para 2009 foram também excluídos os valores dos contadores e das respectivas amortizações, dando seguimento ao estipulado na Lei n.º 12/2008. Nesse sentido, a ERSE solicitou às empresas reguladas um estudo efectuado por uma entidade independente, com a

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

identificação dos valores associados a contadores contabilizados em imobilizado em exploração (valor bruto, líquido e amortizações acumuladas) à data de 31 de Dezembro de 2007. Este estudo foi apresentado à ERSE a 4 de Novembro.

Tendo em conta que as tarifas de 2008 haviam contemplado os valores dos contadores nas bases de activos aceites para regulação, as tarifas de 2009, reflectem a dedução do montante da remuneração dos contadores e respectivas amortizações, desde a entrada em vigor da referida Lei n.º 12/2008, a 26 de Maio de 2008, conforme Quadro 5-20.

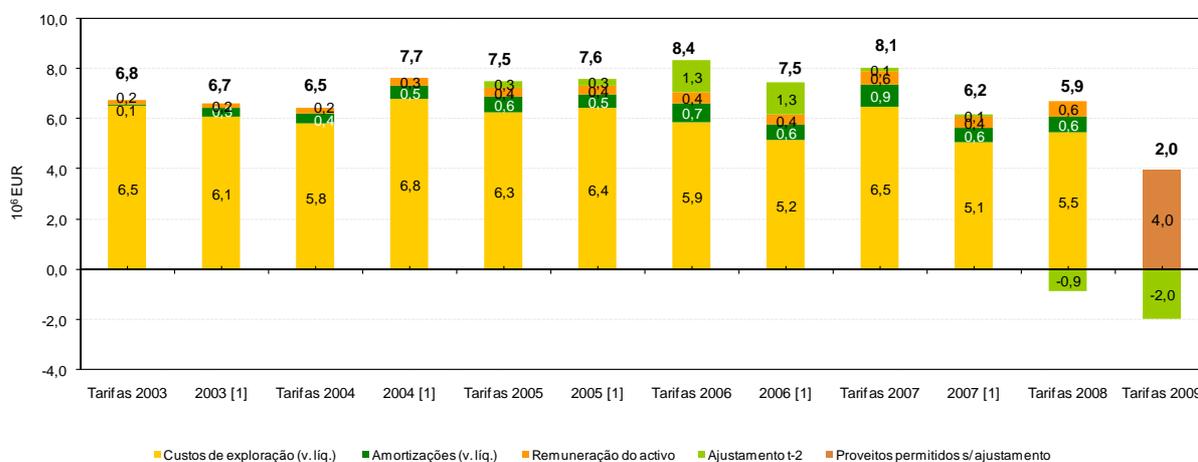
Quadro 5-20 - Valor dos contadores de 2008 a devolver à tarifa em 2009

Unidade: EUR

Custos com contadores	2007 (a)	2008 (b)	Valor médio (a+b)/2	Devolução à tarifa
MT				
Valor Bruto	1 183 699	1 407 928	1 295 813	-
Amortização acumulada	619 827	747 971	683 899	-
Valor Líquido	563 872	659 957	611 914	-
Remuneração do activo				28 556
Amortização extraordinária		2 154	-	1 257
Amortização do exercício		63 669	-	37 140
BT				
Valor Bruto	6 439 042	6 664 801	6 551 922	-
Amortização acumulada	3 095 215	3 742 321	3 418 768	-
Valor Líquido	3 343 827	2 922 480	3 133 153	-
Remuneração do activo				146 214
Amortização extraordinária		395 003	-	230 418
Amortização do exercício		332 189	-	193 777
TOTAL				
Valor Bruto	7 622 741	8 072 729	7 847 735	-
Amortização acumulada	3 715 042	4 490 292	4 102 667	-
Valor Líquido	3 907 699	3 582 437	3 745 068	-
Remuneração do activo				174 770
Amortização extraordinária		397 157	-	231 675
Amortização do exercício		395 858	-	230 917

A Figura 5-9 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA entre 2003 e 2009. Para 2009 o valor é apresentado em duas parcelas, ajustamento de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009 e proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis unitárias dos proveitos de MT (474,722 EUR/Cliente) e de BT (36,547 EUR/Cliente) ao número médio de clientes previsto pela EDA.

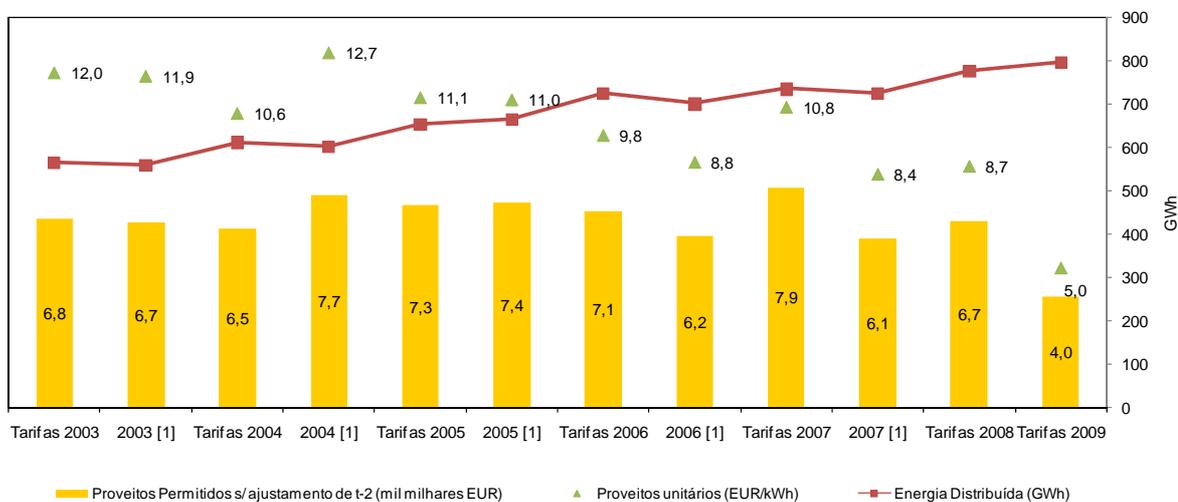
Figura 5-9 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA



Nota: ^[1] Os valores de 2003 a 2007 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

A Figura 5-10 apresenta os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica excluindo o efeito dos ajustamentos de *t-2*, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh. Verifica-se que com excepção de 2004, ano em que o proveito unitário foi o mais elevado (12,7 EUR/MWh), e de 2005, os proveitos unitários aceites nos ajustamentos foram sempre inferiores aos valores das tarifas de cada um dos anos.

Figura 5-10 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários



Nota: ^[1] Os valores de 2003 a 2007 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

5.1.3 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2009

No Quadro 5-21 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2009 para cada uma das actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 5-21 - Proveitos permitidos à EDA para 2009

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2008	Tarifas 2009	T2009 /T2008
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	124 552	123 328	-1,0%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 732	35 774	6,1%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 872	2 016	-65,7%
Proveitos permitidos da EDA	164 156	161 119	-1,9%

Verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 1,9% (3,0 milhões de euros) que resulta do efeito conjugado de acréscimo de proveitos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2,0 milhões de euros, e do decréscimo ocorrido nas actividades de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e Comercialização de Energia Eléctrica num total de 5,1 milhões de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Comparando os valores sem ajustamentos, observa-se um acréscimo dos proveitos em 20,3% com especial incidência na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema que regista um crescimento de 29,9 milhões de euros, sobretudo por via dos custos com combustíveis e do aumento da taxa de remuneração dos activos em 0,55 p.p.. As tendências inversas de crescimento das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (8,0%) e de Comercialização de Energia Eléctrica (-40,7), são explicadas em grande parte pela transferência de custos ocorrida entre as duas actividades por via da alteração do Regulamento Tarifário, conforme já referido anteriormente. (Quadro 5-16).

Quadro 5-22 - Proveitos permitidos à EDA, para 2009, excluindo ajustamentos

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2008	Tarifas 2009	T2009 /T2008
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	105 992	135 929	28,2%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 607	38 457	8,0%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	6 726	3 988	-40,7%
Proveitos permitidos da EDA (exclui ajustamento t-2)	148 325	178 374	20,3%

O Quadro 5-23 sintetiza o impacte das decisões da ERSE por actividade. O cenário base inclui os custos enviados pela EDA e o ajustamento de 2007 aceite pela ERSE.

Quadro 5-23 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2008	2009 Cenário base	Impacte das decisões da ERSE		Tarifas 2009	T2009 /T2008
			10 ³ EUR	%		
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	124 552	125 751	-2 423	-1,9%	123 328	-1,0%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 732	36 055	-280	-0,8%	35 774	6,1%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 872	2 787	-771	-27,7%	2 016	-65,7%
Proveitos permitidos da EDA	164 156	164 592	-3 473	-2,1%	161 119	-1,9%

5.1.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 5-24 apresenta-se o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Quadro 5-24 - Custo com a convergência tarifária da RAA

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2008	Tarifas 2009
$\tilde{\Sigma}A_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	55 592	48 142
\tilde{R}_t^{AGS}	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	124 552	123 328
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	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	66 960	71 841
$\tilde{\Sigma}RAA_t^{AGS}$	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 actividade de AGS da RAA	2 000	3 346
$\tilde{\Sigma}A_{j,t}^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	12 310	10 596
$\tilde{R}_{j,t}^D$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 732	35 774
$\tilde{R}_{D,j,t}^A$	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	20 979	24 442
$\tilde{\Sigma}RAA_{j,t}^D$	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 actividade de DEE da RAA	443	736
$\tilde{\Sigma}A_{j,t}^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	985	-419
$\tilde{R}_{j,t}^C$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 872	2 016
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	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	4 852	2 464
$\tilde{\Sigma}RAA_{j,t}^C$	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 actividade de CEE da RAA	35	-29
	Custo com a convergência tarifária	68 888	58 319
$\tilde{RAA}_{pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	68 888	58 319
	Valor não aceite por actuação do mecanismo estabelecido no artigo 109.º do R.T.	0	0
	Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF do SPA	2 478	4 053

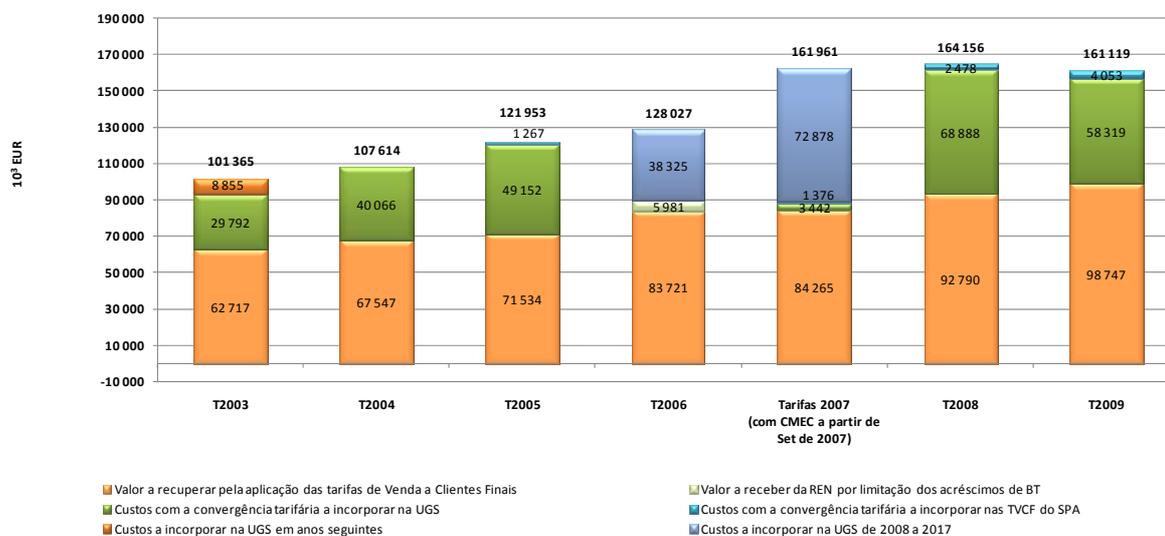
A Figura 5-11 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2009.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Figura 5-11 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2009



Como referido anteriormente, 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, respectivamente 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, consubstanciado em dois contratos de cessão de créditos celebrados em 28 de Setembro de 2007. Nesse sentido, o valor da renda no montante de 14 850 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, em 2009 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos bancos cessionários referidos anteriormente.

6 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

6.1 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EEM

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

Este ponto inicia-se com uma análise de questões que são comuns a todas as actividades reguladas da empresa, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada actividade. Sempre que se revelar útil é feita uma análise comparativa entre empresas reguladas do sector eléctrico no Continente e das Regiões Autónomas.

A análise detalhada dos valores enviados pela empresa para os anos de 2008-2011 é feita no documento “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”. Nele é analisada, para cada uma das actividades reguladas da EEM, a evolução das principais rubricas de custos e investimento ao longo dos anos 2002 a 2011.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e Comercialização de Energia Eléctrica é realizada no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011”.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às actividades reguladas da EEM tendo em vista a elaboração das tarifas para 2009.

6.1.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ACTIVIDADES DA EEM

6.1.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EEM, respeitante aos anos de 2008 a 2011, está de acordo com o solicitado, e inclui:

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

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

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema bem como as necessidades inerentes à definição de uma nova base de custos para as actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica, determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pelas empresas sejam convenientemente justificados.

Importa assim que, relativamente aos valores enviados anualmente, até 15 de Junho, para efeito de cálculo das tarifas, nomeadamente os custos operacionais propostos para serem aceites em base anual e no início de um novo período de regulação, sejam enviadas à ERSE acompanhadas das justificações que permitam compreender as seguintes questões:

- O valor absoluto de cada rubrica de custo, assim como a sua evolução de um ano para o outro, ao longo dos últimos anos e ainda para o futuro.
- A diferença entre a previsão proposta e as previsões efectuadas no ano anterior ou que tenham sido enviadas para outros efeitos.
- As chaves de repartição dos custos por actividade, nomeadamente as relativas a custos comuns.

Relativamente aos valores propostos para investimentos importa ter em conta o disposto no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI):

- O operador da rede de transporte e da rede de distribuição em MT e AT na Região Autónoma da Madeira envie à ERSE, para parecer, para efeito de reconhecimento nas tarifas, até ao dia 15 de Junho de cada ano, o orçamento de investimento nas suas redes a executar no ano civil seguinte, contendo uma identificação exaustiva dos activos que irá investir, da calendarização e dos respectivos valores de investimento previstos. Os orçamentos de investimentos devem, nomeadamente identificar a caracterização física das obras, a data prevista de entrada em exploração e os valores de investimento, desagregados por ano e pelos vários tipos de equipamento de cada obra. Os investimentos aprovados, após efectuados e os activos terem passado à exploração, passam a ser considerados para efeito de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.
- O operador da rede de transporte e da rede de distribuição em MT e AT na Região Autónoma da Madeira envie à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do orçamento do ano anterior, com identificação dos respectivos valores de investimento realizados, de acordo com as normas complementares previstas no Regulamento Tarifário.

De um modo geral a EEM cumpriu com estes requisitos.

A ERSE publicou o Despacho n.º 4 168-A/2005, de 24 de Fevereiro, com o objectivo de normalizar a informação de detalhe sobre investimentos em conciliação com o rigor, transparência e a exigência associada a essa informação, para efeitos de uma regulação objectiva e transparente. A sistematização desta informação tem como objectivos:

- Compatibilizar os planos de investimentos nas redes de acordo com o RARI e os orçamentos de investimentos enviados pela EEM para efeito de cálculo anual dos proveitos permitidos, no âmbito do RT.
- Acompanhar os investimentos da EEM.
- Acompanhar as obras concluídas com vista à sua aceitação, conforme previsto no RT.

A EEM enviou toda a informação para tarifas para 2009 e cálculo dos parâmetros para o período 2009-2011, de acordo com a Norma Complementar n.º 16.

Ao longo dos diversos processos de cálculo dos proveitos permitidos, a EEM tem vindo a demonstrar uma melhoria importante no envio de informação adicional e das respectivas justificações. 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 protecção dos seus interesses, quer das empresas, na garantia do equilíbrio económico ou financeiro da concessão.

6.1.1.2 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 infra-estruturas eléctricas da EEM. A legislação referente aos direitos de passagem foi publicada a 8 de Janeiro de 2007, através do Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, produzindo efeitos desde o início do ano fiscal de 2006. A EEM fica deste modo, obrigada ao pagamento à IPM – Iluminação Pública da Madeira – Associação de Municípios de uma taxa estipulada como 7,5% sobre o valor anual das vendas de energia eléctrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública).

O Conselho Tarifário no seu parecer sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica 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 retroactivos a 1 de Janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultra-periférico 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 electricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto. Não existindo uma igualdade substantiva que implique um tratamento jurídico idêntico, só através de um diploma de igual valor seria possível à ERSE conceder à taxa em causa um tratamento equiparado.

Apesar disso, na recente revisão regulamentar 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 nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Madeira.

A EEM – Empresa de Electricidade da Madeira, S.A., em carta dirigida ao Conselho de Administração da ERSE solicita que os custos das taxas cobradas pelos municípios da Região Autónoma da Madeira, a título de ocupação do domínio público municipal, não sejam reflectidos nas tarifas a suportar pelos consumidores daquela Região Autónoma, em especial nas tarifas para 2009.

Face ao teor da carta dirigida ao Conselho de Administração da ERSE, é manifesto que a solução proposta pela EEM tem subjacente o propósito de proteger os seus clientes/consumidores, podendo, igualmente, concluir-se que a mesma contém implícito o reconhecimento de que a sua aceitação não porá em causa o equilíbrio económico-financeiro daquela empresa.

Assim, nas tarifas de 2009 não se reconhecem os custos com a utilização do domínio público municipal pelas infra-estruturas da EEM.

6.1.1.3 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.

6.1.1.4 TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ACTIVIDADES DA EEM

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Custo de capital para o Período 2009- 2011”, as taxas de remuneração a aplicar à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão Global do Sistema, à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM foram alteradas para 7,55%, 8,55% e 8,55%, respectivamente.

6.1.1.5 ANÁLISE DOS CUSTOS DA EEM

6.1.1.5.1 CUSTOS CONTROLÁVEIS

O Quadro 6-1 apresenta os custos de exploração controláveis enviados pela EEM para o processo de cálculo dos proveitos permitidos para 2009. Neste quadro são igualmente apresentados os custos de exploração controláveis aceites pela ERSE para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2008.

Quadro 6-1 - Custos de exploração controláveis da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2008	2009 EEM	Variação	Variação em %
Custos de Exploração				
Materiais diversos	3 090	3 220	130	4,2%
Fornecimentos e serviços externos ⁽¹⁾	4 490	5 052	562	12,5%
Custos com pessoal	27 769	30 662	2 893	10,4%
Outros custos Operacionais ⁽²⁾	732	980	248	33,9%
Total	36 080	39 913	3 833	10,6%

Notas:

⁽¹⁾ Valor sem considerar o custo com a frota automóvel.

⁽²⁾ Sem valor referente a direitos de passagem (2009 EEM)

Pela análise do Quadro 6-1 observa-se que todas as rubricas de custos de exploração propostos pela empresa apresentam variações consideráveis face aos valores aceites para tarifas para 2008. Os custos de exploração propostos pela EEM apresentam um agravamento de +3,8 milhões de euros face aos valores aceite pela ERSE para tarifas para 2008, correspondendo a uma variação de 10,6%.

As rubricas outros custos operacionais, fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal de exploração são as rubricas que apresentam maiores agravamentos entre os valores aceites pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2008 e os valores propostos pela EEM para 2009, com variações de cerca de 33,9%, 12,5% e 10,4%, respectivamente. A rubrica de materiais diversos de exploração apresenta igualmente um desvio positivo entre os valores enviados para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2009 e os valores fixados pela ERSE para tarifas para 2008, em torno de 4,2%.

Tendo em consideração que os valores propostos pela empresa para 2008 têm por hipótese uma taxa de inflação de 2,6%, o crescimento nas diversas rubricas é largamente superior à taxa de inflação considerada pela empresa.

A metodologia de aceitação dos custos de exploração controláveis manteve-se inalterada face aos processos de cálculo das tarifas para 2005, 2006, 2007 e 2008 no caso da actividade de Aquisição de

Energia Eléctrica e Gestão Global do Sistema. De acordo com o novo Regulamento Tarifário em vigor, as actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica são reguladas por *price-caps*, implicando a determinação de uma componente variável unitária dos proveitos permitidos de 2009 e de factores X que determinam a evolução da componente variável unitária em 2010 e 2011. No documento “Parâmetros de regulação e custo capital para o período 2009 a 2011” encontram-se justificadas as decisões da ERSE relativamente aos parâmetros a aplicar à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica.

FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS - FROTA AUTOMÓVEL

Durante o ano de 2006, a EEM lançou um concurso internacional para a renovação da sua frota automóvel, sendo essa renovação efectuada através de um contrato de *leasing* operacional e não através da aquisição directa das viaturas. A alteração implica uma redução dos custos com capital - amortização e remuneração do activo - e um aumento dos custos em FSE - rendas de leasing.

A EEM apreciou 11 propostas sendo que a proposta vencedora estabelece um custo global de 2 563 mil euros a repartir por 4 anos (2007 a 2010), em regime de renda fixa, para a gestão de uma frota constituída por 127 viaturas. Desta forma, o custo anual subjacente à proposta vencedora é de 640,8 mil euros, 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. O custo total a considerar como custo da frota em 2009 é o custo incorrido em 2007 de 700,177 mil euros, correspondendo a diferença ao custo de manutenção e de *leasing* financeiro de seis viaturas não abrangidas no contrato de gestão de frota (um veículo de administração, dois veículos pesados e três veículos pesados com gruas instaladas para montagem e desmontagem de equipamentos eléctricos e manutenção da rede de iluminação pública).

A ERSE gostaria de salientar uma vez mais, que a abertura de um concurso internacional para a gestão da frota automóvel traduziu-se numa racionalização dos custos propostos pela empresa.

O valor aceite globalmente para 2009 é repartido por actividade, de acordo com a chave de repartição de custos propostos pela empresa para esta rubrica.

6.1.2 QUESTÕES ESPECÍFICAS DE CADA UMA DAS ACTIVIDADES REGULADAS DA EEM

6.1.2.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 6-2 apresenta a evolução dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema entre 2006 e 2009, apresentando-se igualmente a informação enviada pela empresa para 2009. O total de custos regulados apresenta um acréscimo de 43% entre os valores

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

*ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA
DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM*

aceites para tarifas para 2008 e os valores aceites para 2009, justificado essencialmente por um crescimento nos custos de energia de 58%. Relativamente, aos custos de energia, a rubrica combustíveis e lubrificantes apresenta um crescimento de 59% para tarifas para 2009 face aos valores aceites para tarifas para 2008 e a rubrica aquisição de energia eléctrica, um crescimento de cerca de 56%.

À semelhança do efectuado no processo de cálculo de tarifas para 2008, a EEM não constitui qualquer provisão para colmatar défices de licenças de CO₂ uma vez que, segundo a empresa, o número de licenças de CO₂ a atribuir à empresa no âmbito do PNALE II serão suficientes para colmatar o consumo do ano.

Face aos valores enviados pela EEM para 2009, os custos controláveis aceites pela ERSE são cerca de 9% inferiores.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA
DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Quadro 6-2 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2006 a 2009

Unidade: 10³ EUR

EEM - Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Tarifas 2006	2006 real	2006/T2006	Tarifas 2007	T2007/T2006	2007 real	2007/2006	2007/T2007	Tarifas 2008	Tarifas 2008 /Tarifas 2007	2009 EEM em 2008	Tarifas 2009	T2009/2009 EEM	Tarifas 2009 /Tarifas 2008
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Aquisição de Energia Eléctrica	20 198	23 628	17,0%	24 894	23,3%	24 655	4,3%	-1,0%	21 754	-12,6%	33 895	33 895	0,0%	55,8%
Combustíveis e lubrificantes	33 227	40 451	21,7%	47 751	43,7%	43 725	8,1%	-8,4%	40 318	-15,6%	59 264	64 086	8,1%	59,0%
Prémio contratual (Galp Energia)	0	-200		-200		-200			-200	0,0%	-200	-200	0,0%	0,0%
CUSTOS DE ENERGIA (A)	53 425	63 879	19,6%	72 446	35,6%	68 179	6,7%	-5,9%	61 873	-14,6%	92 958	97 781	5,2%	58,0%
Material Diversos	1 691	1 999	18,2%	2 158	27,6%	2 079	4,0%	-3,6%	2 048	-5,1%	2 195	2 137	-2,6%	4,3%
FSE	1 696	1 574	-7,2%	1 722	1,5%	1 572	-0,1%	-8,7%	1 643	-4,6%	1 806	1 641	-9,1%	-0,1%
Pessoal	8 335	8 133	-2,4%	8 528	2,3%	8 062	-0,9%	-5,5%	8 520	-0,1%	10 142	9 171	-9,6%	7,6%
Outros Custos	359	8 152	2171,1%	1 872	421,5%	2 403	-70,5%	28,3%	280	-85,0%	475	360	-24,2%	28,2%
Total (B)	12 081	19 858	64,4%	14 279	18,2%	14 115	-28,9%	-1,1%	12 491	-12,5%	14 617	13 308	-9,0%	6,5%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	0	0		0		0			0		0	0		
Outros	0	7 865		9		1 970			18	99,1%	0	0		-100,0%
Total (C)	0	7 865		9		1 970			18	99,1%	0	0		-100,0%
TOTAL CUSTOS CONTROLÁVEIS (D) = (B) - (C)	12 081	11 993	-0,7%	14 270	18,1%	12 146	1,3%	-14,9%	12 473	-12,6%	14 617	13 308	-9,0%	6,7%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	365	322	-11,7%	261	-28,6%	267	-17,1%	2,5%	343	31,5%	312	0	-100,0%	-100,0%
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participado	7 069	7 748	9,6%	8 426	19,2%	7 538	-2,7%	-10,5%	8 753	3,9%	8 074	8 073	0,0%	-7,8%
Custos com a Promoção do Desempenho Ambiental											0	141		
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (E)	7 434	8 070	8,6%	8 687	16,9%	7 805	-3,3%	-10,1%	9 095	4,7%	8 386	8 214	-2,0%	-9,7%
CUSTOS REGULADOS (F) = (A)+ (D) + (E)	72 940	83 942	15,1%	95 403	30,8%	88 130	5,0%	-7,6%	83 441	-12,5%	115 961	119 303	2,9%	43,0%
AJUSTAMENTO +/-2 (G)	-2 884	-2 884		-14 307	396,1%	-14 307			-15 550	8,7%	996	3 532	254,7%	-122,7%
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (H)	8 543	9 511	11,3%	9 217	7,9%	9 082	-4,5%	-1,5%	9 438	2,4%	8 991	9 698	7,9%	2,8%
Taxa de remuneração ¹	7,0%	7,0%		7,0%		7,0%			7,0%		7,0%	7,55%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (I)	84 367	96 337	14,2%	118 927	41,0%	111 520	15,8%	-6,2%	108 429	-8,8%	123 957	125 468	1,2%	15,7%
Facturação ao cliente final ²	79 906	75 208		79 880		74 025			80 852		83 517	86 500		
Compensação tarifária	0	4 461		0		43 326			27 576		40 439	38 968		
Desvio a recuperar em t+2	4 461	14 192		39 047		-3 177			0		0	0		
Aditividade Tarifária	0	2 476		0		-2 654			0		0	0		
Activos a remunerar (valor médio)	122 046	135 871	11,3%	131 671	7,9%	129 741	-4,5%	-1,5%	134 825	2,4%	128 447	128 446	0,0%	-4,7%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	5 662	5 557		5 321		5 068			4 699		4 222	4 222		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	154 344	160 748		163 057		157 261			161 765		152 368	152 367		
Imobilizado participado líquido (-)	37 961	30 434		36 707		32 588			31 639		28 143	28 143		

Notas:¹ Nas colunas "Tarifas 2005", "Tarifas 2006", "Tarifas 2007", "Tarifas 2008" e "Tarifas 2009" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a taxa de remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

² Inclui o valor a receber da REN por limitação dos acréscimos das Tarifas de Venda a Clientes Finais em BT em "Tarifas 2006" e "Tarifas 2007".

CUSTOS DE ENERGIA

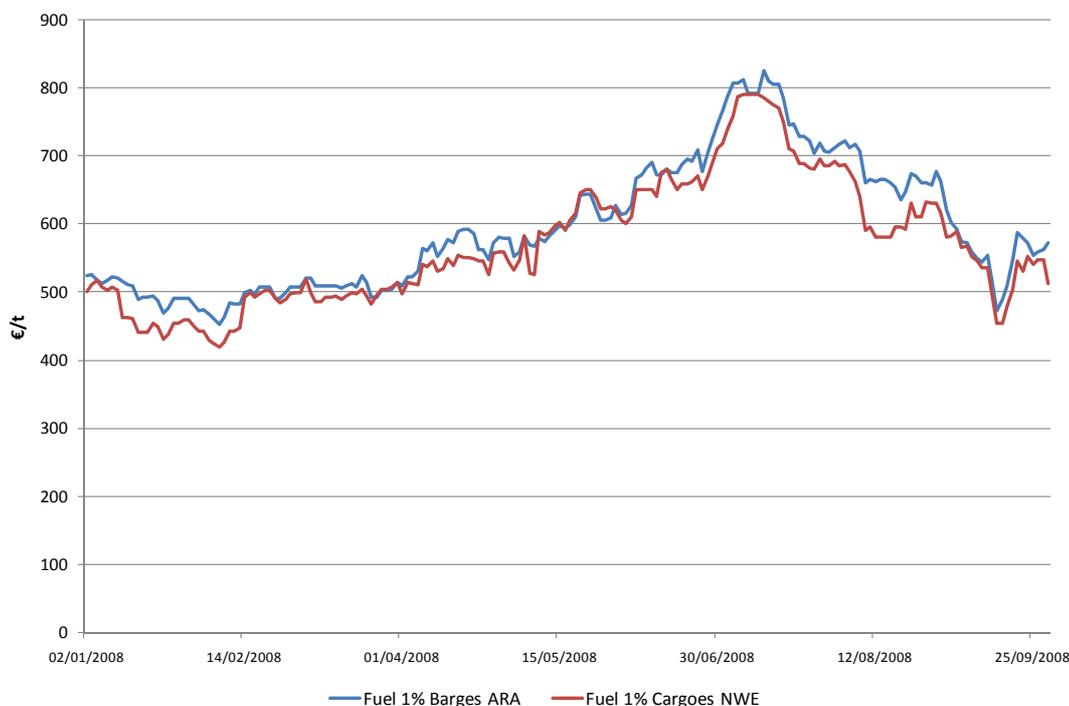
Fruto da aplicação da mesma metodologia regulatória para os custos com a aquisição de fuelóleo da EDA e da EEM, procurou-se aplicar o mesmo racional quanto ao tratamento das expectativas das empresas para a evolução do preço do fuelóleo, isto é, aplicar as mesmas regras na análise às previsões de evolução dos custos com o fuelóleo.

Porém, a aplicação destas regras deverá ter em conta as especificidades das Regiões Autónomas e, deste modo, apenas poderá incidir sobre a evolução do preço do fuelóleo com viscosidade 380 cst que é consumido na RAM mas que é adicionado de gasóleo antes de ser consumido no caso da RAA.

Devido ao pequeno volume de consumo no arquipélago dos Açores, a cotação de mercado do fuelóleo 380 cst que serve de referência às aquisições deste combustível na RAA é, segundo a EDA, a cotação *Barges* (múltiplos lotes de 2 mil toneladas), enquanto no caso da RAM é a cotação *Cargoes* (lotes de 25-30 mil toneladas).

As cotações *Barges* e *Cargoes*, apesar de diferentes, apresentam uma evolução muito semelhante, como evidencia a figura que se segue para teores de enxofre de 1%. Observa-se igualmente que as cotações *Barges* são, regra geral, superiores às cotações *Cargoes*.

Figura 6-1 - Evolução cotações fuelóleo *Barges* e *Cargos* entre Janeiro e Setembro de 2008



Fonte: Reuters

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA
DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Registe-se que o fuelóleo consumido na RAA tem sido um fuelóleo com um teor de enxofre acima de 1% ao contrário da EEM. Porém, segundo a EDA, para cumprir com as normas de qualidade do ar no que diz respeito ao teor de enxofre, esta terá, muito provavelmente, que efectuar investimentos avultados ou passar a consumir a breve prazo fuelóleo com teor de 1% de enxofre, tal como se verifica actualmente na RAM e no Continente.

Deste modo, antecipando esta última situação, as cotações *Barges* e *Cargoes* foram comparadas para o mesmo teor de enxofre.

A harmonização das previsões das empresas efectuar-se-á com base na evolução ocorrida até à data das cotações que servem de referência ao fuelóleo consumido em cada arquipélago. Assim, procurar-se-á comparar as previsões da EDA e da EEM face à evolução das cotações *Barges* 1% FOB e *Cargoes* 1% FOB, respectivamente.

O quadro que se segue mostra que o preço FOB do fuelóleo 380 que se estima²² esteja implícito nas previsões da EDA está, regra geral, próximo do observado no passado recente.

Quadro 6-3 - Comparação previsão EDA para 2009 e cotações ocorridas

	Fuelóleo 180 ilha São Miguel Previsões 2009 EDA (1)	Fuelóleo 380 ilha São Miguel Implícito previsões 2009 (2)	Fuelóleo 380 ilha São Miguel Deduzido estimativa custos logísticos e margem (53 €/t) (3)=(2)-53	Preço Barges ARA 1 % FOB 1 de Outubro EUR/USD=1,40 (4)	Preço médio Barges ARA 1% FOB Abril/Setembro EUR/USD=1,53 (5)	Preço máximo Barges ARA 1% FOB 11 de Julho EUR/USD=1,59 (6)	% [(3)-(4)]/(3)	% [(3)-(5)]/(3)
Fuel 380 (Cargoes NWE 1%) €/t	491,40	458,67	405,67	403,02	417,78	517,57	0,7%	-3,0%

Fonte: ERSE, EDA, Reuters

No que diz respeito às previsões da EEM, é patente que o preço FOB do fuelóleo 380 que se estima²³ esteja implícito nas previsões da EEM está substancialmente abaixo do ocorrido no passado recente, cerca de 13%, face ao dia 1 de Outubro e 18% face à média dos últimos seis meses de cotação.

Quadro 6-4 - Comparação previsão EEM para 2009 e cotações ocorridas

	Fuelóleo ilha Madeira Previsões 2009 EEM (1)	Fuelóleo ilha Madeira Previsões 2009 Deduzido estimativa frete, custos logísticos e margem (53 €/t) (2)=(1)-53	Preço Cargoes NWE 1 % FOB 1 de Outubro EUR/USD=1,40 (3)	Preço médio Cargoes NWE 1 % FOB Abril/Setembro EUR/USD=1,53 (4)	Preço máximo Cargoes NWE 1 % FOB (8 de Julho) EUR/USD=1,57 (5)	% [(2)-(3)]/(2)	% [(2)-(4)]/(2)
Fuel 380 (Cargoes NWE 1%) €/t	393,44	340,44	385,19	400,85	504,12	-13,1%	-17,7%

²² Foram deduzidas às previsões da EDA para o preço do fuelóleo 380, implícito nas suas previsões para o fuelóleo 180, estimativas das componentes de fretes, dos custos logísticos, de descarga e da margem do comercializador.

²³ Foram deduzidas às previsões da EEM para o fuelóleo 380 estimativas das componentes de fretes, dos custos logísticos, de descarga e da margem do comercializador.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA
DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

No actual contexto de extrema volatilidade dos mercados spot e de futuros das matérias primas em geral e dos derivados do petróleo em particular é muito difícil perspectivar qual das duas previsões para a evolução do preço do fuelóleo é a mais correcta. Todavia, a regra da prudência aconselha seguir a metodologia mais conservadora.

Assim, foram alteradas as previsões da EEM de modo a aproxima-las dos preços de mercado verificados recentemente, levando a um aumento de 10% do preço FOB do fuelóleo que se estime esteja implícito nas previsões desta empresa.

As consequências em termos de custos com o fuelóleo para a EEM são apresentadas no Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Novos preços e custos com fuelóleo

	Custo médio unitário (CIF)	Quantidades consumidas t/kl	Custo total anual Eur	Quant lt	Quant Kg
Madeira					
Fuelóleo Eur/t	427,47	132 252	56 533 919	134 129 966 lt	132 252 146 Kg
Porto Santo					
Fuelóleo Eur/t	450,17	9 449	4 253 681	9 583 407 lt	9 449 239 Kg
Região Autónoma					
Fuelóleo Eur/t	428,98	141 701	60 787 600	143 713 373 lt	141 701 386 Kg

Tendo em conta estas previsões, o Quadro 6-6 apresenta os custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM ocorridos em 2007, bem como os implícitos nas tarifas de 2008 e de 2009. Estes custos apenas dizem respeito aos custos com combustíveis e aos lubrificantes e não incorporam a remuneração do investimento.

Prevê-se para 2009 um aumento de 11% do custo unitário variável de energia eléctrica na RAM, face ao estimado para 2008.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Quadro 6-6 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais da EEM

Unidade (*)	2007 real	Tarifas de 2008	2008 em 2008 (EEM)	Evolução anual %	2009 em 2008 (EEM)	Tarifas de 2009	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	(5)	[(5)-(2)]/(2)	[(5)-(3)]/(3)	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM	[€/MWh]	78,5	64,1	93,2	19%	95,7	103,5	61,5%	11,0%

Nota:

(*) - Energia eléctrica emitida para a rede. A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

O Quadro 6-6 mostra igualmente que os valores dos custos unitários variáveis da energia eléctrica na RAM considerados nas tarifas de 2009 são substancialmente superiores aos valores implícitos nas tarifas de 2008, este facto reflecte o aumento do preço do fuelóleo nos mercados internacionais observado entre meados de 2007, aquando da definição das tarifas para 2008, e meados de 2008, que serviu de referência na definição das tarifas para 2009.

O Quadro 6-7 enquadra este aumento face ao verificado no passado, apresentando os custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM, verificados e previstos, entre 2005 e 2009.

Quadro 6-7 - Evolução do custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM

	2005 real						2006 real					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	523 472	34 406	557 877	34 954	62,7	29,4%	522 615	33 135	555 750	40 251	72,4	15,6%
	2007						2008 em 2008					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	522 615	34 621	557 434	43 725	78,4	8,3%	600 085	36 505	636 703	59 362	93,2	18,9%
	Tarifas de 2009											
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário						
	Madeira	Porto Santo	EEM									
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	580 212	38 801	619 184	64 086	103,5	11,0%						

Nota:

(*) - Energia eléctrica emitida para a rede. A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

Fonte: EEM, ERSE

Observa-se que o aumento de 11% implícito nas tarifas de 2009 está em linha com os aumentos verificados no passado.

O Quadro 6-8 apresenta a evolução verificada e prevista do custo com a energia eléctrica adquirida pela EEM, por tipo de tecnologia, desde 2005 até 2009.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Quadro 6-8 - Evolução do custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM por tecnologia

	2005 real						2006 real					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	523 472	34 406	557 877	34 954	62,7	29,4%	522 615	33 135	555 750	40 251	72,4	15,6%
Total de aquisições SPM e SIM	246 094	1 114	247 209	21 407	86,6	17,1%	251 313	1 041	252 354	23 628	93,6	8,1%
Total de aquisições ao SPM	192 170	0	192 170	16 963	88,3	21,0%	192 351	0	192 351	18 682	97,1	10,0%
Fuel	192 170	0	192 170	16 963	88,3	21,0%	192 351	0	192 351	18 682	97,1	10,0%
Gasóleo												
Total de aquisições ao SIM	53 924	1 114	55 039	4 444	80,7	4,4%	58 962	1 041	60 003	4 947	82,4	2,1%
Hídrica	4 360	0	4 360	396	90,8	15,3%	4 185	0	4 185	398	95,0	4,6%
Eólica	15 261	1 114	16 375	1 535	93,7	4,4%	15 444	1 041	16 485	1 566	95,0	1,3%
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	34 304	0	34 304	2 513	73,3	3,1%	39 333	0	39 333	2 983	75,8	3,5%
Variação anual	-0,4%	4,9%	-0,4%	16,6%	17,1%		2,1%	-6,6%	2,1%	10,4%	8,1%	

	2007						2008 em 2008					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	522 615	34 621	557 434	43 725	78,4	8,3%	600 085	36 505	636 703	59 362	93,2	18,9%
Total de aquisições SPM e SIM	255 215	1 189	256 404	24 655	96,2	2,7%	257 000	1 100	258 100	29 715	115,1	19,7%
Total de aquisições ao SPM	201 485	0	201 485	20 064	99,6	2,5%	203 000	0	203 000	24 980	123,1	23,6%
Fuel	201 485	0	201 485	20 064	99,6	2,5%	203 000	0	203 000	24 980	123,1	23,6%
Gasóleo												
Total de aquisições ao SIM	53 730	1 189	54 919	4 591	83,6	1,4%	54 000	1 100	55 100	4 735	85,9	2,8%
Hídrica	3 552	0	3 552	346	97,3	2,5%	4 000	0	4 000	400	100,0	2,7%
Eólica	12 072	1 189	13 261	1 295	97,7	2,8%	12 000	1 100	13 100	1 314	100,3	2,7%
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	38 106	0	38 106	2 950	77,4	2,1%	38 000	0	38 000	3 021	79,5	2,7%
Variação anual	1,6%	14,2%	1,6%	4,3%	2,7%		0,7%	-7,5%	0,7%	20,5%	19,7%	

Tarifas de 2009						
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	580 212	38 801	619 184	64 086	103,5	11,0%
Total de aquisições SPM e SIM	289 500	1 100	290 600	33 895	116,6	1,3%
Total de aquisições ao SPM	210 000	0	210 000	26 418	125,8	2,2%
Fuel	210 000	0	210 000	26 418	125,8	2,2%
Gasóleo						
Total de aquisições ao SIM	79 500	1 100	80 600	7 477	92,8	7,9%
Hídrica	4 000	0	4 000	410	102,6	2,6%
Eólica	37 500	1 100	38 600	3 967	102,8	2,4%
Geotérmica	0	0	0	0	0	0
Outros	38 000	0	38 000	3 100	81,6	2,6%
Variação anual	12,6%	0,0%	12,6%	14,1%	1,3%	

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

A sigla SPM diz respeito ao sistema público da RAM e a sigla SIM diz respeito ao sistema não vinculado da RAM.

Fonte: EEM; ERSE

Registe-se que a revisão das previsões da EEM para o custo com fuelóleo em 2009 leva a que se preveja um aumento dos encargos variáveis das centrais térmicas nesse ano, acima de 10%. Esta revisão não se aplica aos custos de aquisição à central térmica a fuelóleo do SPM, que crescem 2,2%.

Importa igualmente salientar que a diferença entre os custos de aquisição ao SIM e ao SPM, mais caro, tem vindo a aumentar, sendo que em 2009 prevê-se que esta se situe acima de 35%, tornando claramente mais vantajoso o recurso às fontes de energia renováveis na RAM para a produção de energia eléctrica.

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

A evolução dos custos unitários do fuelóleo adquirido pela EEM, para a ilha da Madeira, e pela EDA, para a ilha de São Miguel, prevista para efeitos de tarifas de 2009 face ao ocorrido em 2007 e ao implícito nas tarifas de 2008 é apresentada no Quadro 6-9.

Quadro 6-9 - Custo unitário de aquisição do fuelóleo

Unidade: €/t

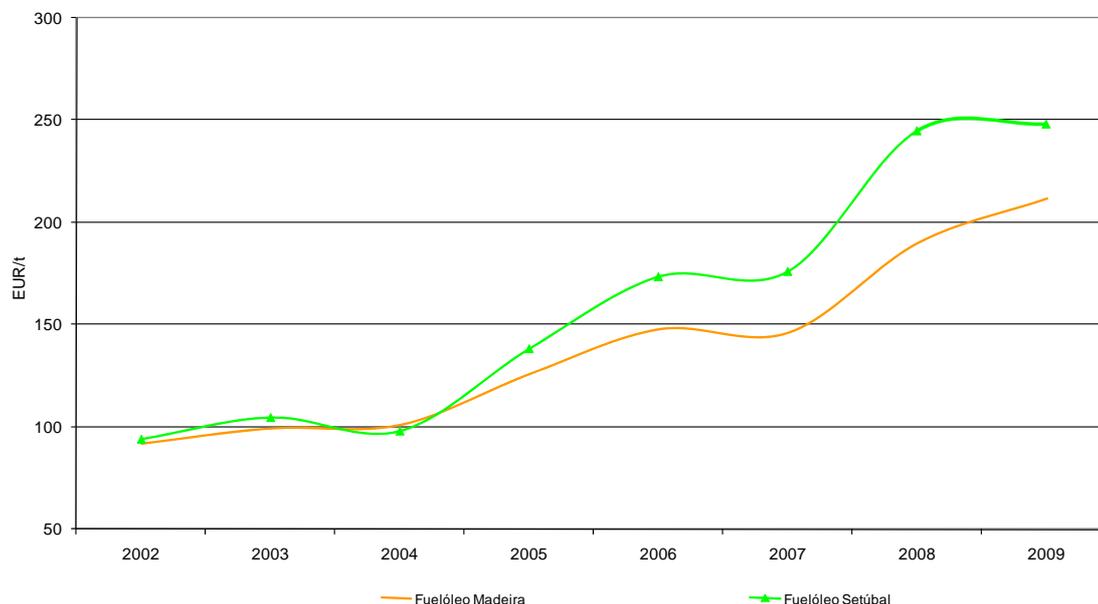
	2007 real (1)	Tarifas de 2008	2008 em 2008 Empresas (2)	2009 Empresas	Tarifas de 2009 (3)	Evolução anual [(2)-(1)]/(1) %	Evolução anual [(3)-(2)]/(2) %
EEM - Madeira	295,0	281,0	383,5	393,4	427,5	30%	11%
EDA - S. Miguel	337,1	295,8	418,4	491,4	491,4	24%	17%

Fonte: EEM, ERSE, REN

Observa-se que o crescimento dos preços se verifica de uma forma quase paralela nas duas empresas. Recorde-se que as previsões para 2009 no caso da EEM foram revistas de forma a harmonizar as previsões para as duas empresas, no quadro da aplicação de uma metodologia regulatória comum.

A Figura 6-2 apresenta a evolução prevista e verificada, entre 2000 e 2008, do custo unitário do fuelóleo, base 100 em 2000, na ilha da Madeira e em Setúbal. Desde 2005, o custo do fuelóleo cresceu com mais intensidade em Portugal continental, do que na ilha da Madeira.

Figura 6-2 - Evolução do custo do fuelóleo na Madeira e em Portugal continental, base 100, em 2000

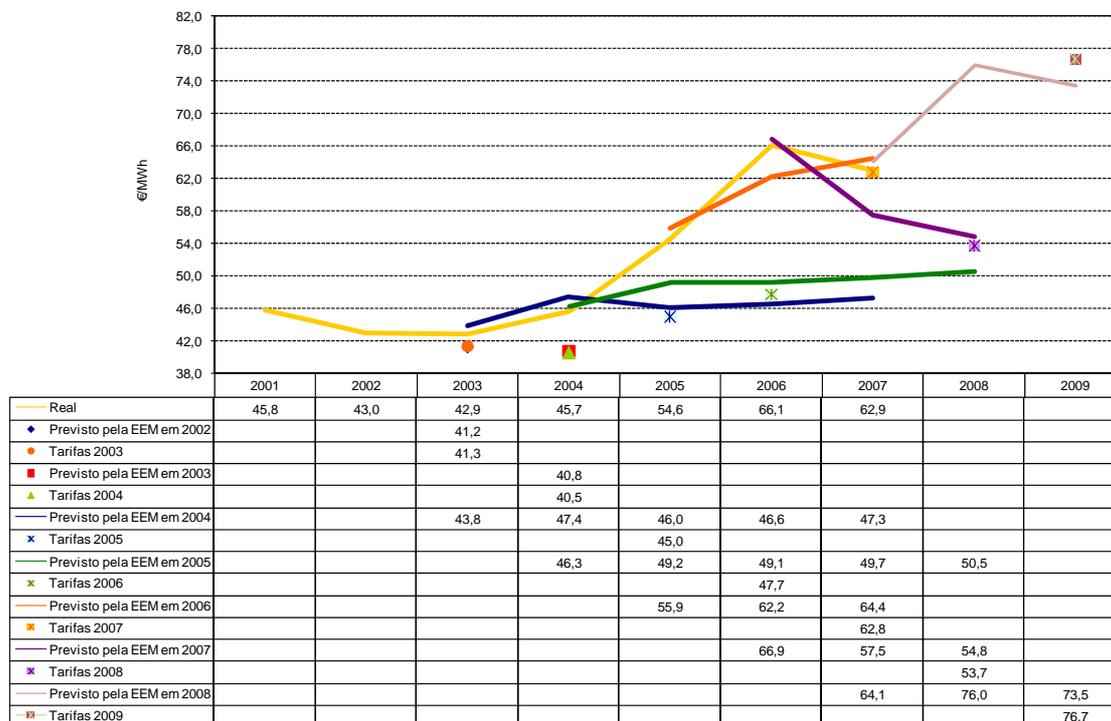


Fonte: EEM, REN

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A análise da Figura 6-3 permite visualizar a evolução dos custos de exploração na AGS por unidade produzida entre 2001 e 2009. A figura evidencia a comparação entre os valores ocorridos entre 2001 e 2007, com os valores propostos pela EEM até 2009 e com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas. Os custos unitários de exploração na actividade de AGS apresentam uma tendência crescente para o período ocorrido, invertendo-se essa tendência unicamente em 2007. A previsão para a evolução do custo do fuelóleo, que apresenta um agravamento de cerca de 62% entre os valores aceites para tarifas para 2008 e os aceites para tarifas para 2009, justifica em grande medida a evolução presente na figura. O valor unitário do custo de exploração aceite pela ERSE para o cálculo das tarifas para 2009 é 3,2 €/MWh superior ao valor enviado pela EEM para 2009, em sequência da alteração do valor do custo do fuelóleo aceite pela ERSE ser superior ao enviado pela empresa, e representa um acréscimo de 23,0 €/MWh face aos valores aceites para tarifas para 2008.

Figura 6-3 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS



Nota: Os custos com o fuelóleo estão incluídos na análise.

Os valores reais de 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007 são os valores aceites pela ERSE para cálculo dos ajustamentos a repercutir em t+2.

PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM (EEM) na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema. O Quadro 6-10 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2009, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2008.

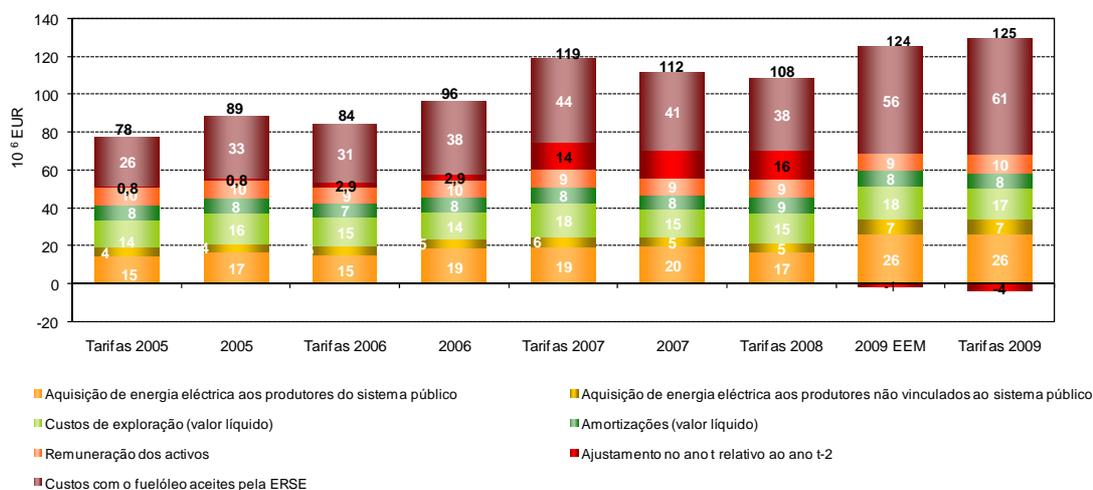
Quadro 6-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
$\tilde{A}_{t-1}^{M,AGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	8 753	8 073	-7,8%
$\tilde{A}_{t-1}^{M,AGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	134 825	128 446	-4,7%
$v_t^{M,AGS}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)	7,0%	7,55%	0,55 p.p.
$\tilde{C}_{t-1}^{M,AGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAM	16 799	26 418	57,3%
$\tilde{C}_{t-1}^{M,AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	4 955	7 477	50,9%
$\tilde{C}_{t-1}^{M,AGS}$	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	15 265	16 407	7,5%
$\tilde{F}_{t-1}^{M,AGS}$	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	37 687	60 788	61,3%
$\tilde{N}_{t-1}^{M,AGS}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	18	0	-100,0%
$\tilde{A}_{t-1}^{M,AGS}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	-	141	-
$\tilde{\Delta}_{t-2}^{M,AGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-15 550	3 532	-122,7%
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos Permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	108 429	125 468	15,7%
Emissão para a rede (MWh)		985 846	1 006 025	2,0%
Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)		94,2	128,2	36,1%

Pela análise do quadro verifica-se um acréscimo no nível dos proveitos permitidos para 2009 de cerca de 16%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2008. Excluindo o factor dos ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos para 2009 apresentam um acréscimo de cerca de 39%. O valor do fuelóleo aceite representa cerca de 47% do total dos proveitos permitidos (excluindo o factor de ajustamento de t-2) pelo que a evolução desta rubrica explica, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta actividade.

A Figura 6-4 apresenta a desagregação das rubricas que compõem os proveitos permitidos de 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009, aceites pela ERSE, e a desagregação dos proveitos permitidos enviados pela empresa para 2009. A comparação entre o ano de 2007 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2007 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009". O nível dos proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2009 cresce face ao nível de proveitos estipulados para 2008, em sequência do crescimento nos custos com o fuelóleo aceite (+61,3%), nos custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público (+57,3%) e nos custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema independente da RAM (+50,9%). Os custos com amortizações líquidas das amortizações do imobilizado participado apresentam um decréscimo em tarifas para 2009 face ao valor aceite para tarifas para 2008 de cerca de 8%, sendo que a remuneração do activo apresenta um crescimento de 2,8% para igual período.

Figura 6-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM



6.1.2.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

As referidas alterações no Regulamento Tarifário implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, que passa de uma aceitação de custos em base anual, para a aplicação de um *price cap* que varia anualmente em função das vendas de energia. A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essa componente, encontra-se explicada no documento “Parâmetros de regulação e custo capital para o período 2009 a 2011” que acompanha a proposta de tarifas para 2009.

Assim, foram definidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, os parâmetros apresentados no Quadro 6-11 e no Quadro 6-12.

Quadro 6-11 - Parâmetros da DEE em MT

	2009	2010	2011
Componente variável unitária (EUR/kWh)	0,021807	0,022533	0,023351
Factor X		-0,73%	-1,03%

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Quadro 6-12 - Parâmetros da DEE em BT

	2009	2010	2011
Componente variável unitária (EUR/kWh)	0,031659	0,031387	0,030952
Factor X		3,46%	3,99%

Os indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para os anos reais de 2004, 2005, 2006 e 2007, e para os valores aceites pela ERSE para o cálculo dos proveitos permitidos para 2008 e 2009 são apresentados no Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	Unidade	2004 real ⁽¹⁾ (1)	2005 real ⁽¹⁾ (2)	Evolução anual [(2)-(1)]/(1) %	2006 real ⁽¹⁾ (3)	Evolução anual [(3)-(2)]/(2) %	2007 real ⁽¹⁾ (4)	Evolução anual [(4)-(3)]/(3) %	Tarifas 2008 (5)	Tarifas 2009 (6)	Evolução anual [(6)-(5)]/(5) %
Custo unitário de distribuição	[€/MWh]	28,6	28,1	-1,7%	27,9	-0,6%	30,2	8,3%	30,7	-	-
Investimento anual	[10 ³ EUR]	14 754	21 099	43,0%	27 871	32,1%	26 623	-4,5%	28 626	28 990	1,3%
Imobilizado líquido de participações ao investimento	[10 ³ EUR]	79 109	90 231	14,1%	101 115	12,1%	124 936	23,6%	146 607	159 177	8,6%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10 ³ EUR]	15 157	15 746	3,9%	15 773	0,2%	16 552	4,9%	17 538	-	-
Proveitos permitidos por unidade de energia distribuída (exclui o ajustamento de t-2)	(EUR/MWh)	37,7	37,0	-1,8%	37,1	0,1%	41,0	10,5%	42,9	48,4	12,6%

Nota: ⁽¹⁾ Custos reais aceites pela ERSE.

O investimento anual da actividade de DEE decresceu 4,5% entre 2006 e 2007, evidenciando um abrandamento no ritmo de investimento face ao ano anterior. Para 2009, é previsto um ligeiro crescimento de 1,3% no investimento anual desta actividade face ao valor aceite para tarifas para 2008, sequência da transferência de imobilizado da actividade de CEE para a actividade de DEE resultante da reestruturação das actividades no continente. Nos valores das tarifas para 2009, o imobilizado líquido de participações ao investimento apresenta um crescimento de cerca de 9%, valor inferior ao verificado entre 2004 e 2007. O valor dos proveitos permitidos por unidade de energia eléctrica distribuída (excluindo o ajustamento de t-2) apresenta um crescimento de cerca de 13% em resultado de um crescimento de energia inferior ao valor total dos proveitos. Para esta evolução dos proveitos contribui em grande medida a transferência de custos entre actividades, tal como referido anteriormente.

INVESTIMENTOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os investimentos efectuados pela EEM ao nível das redes de Transporte e Distribuição de energia eléctrica são analisados em pormenor no documento “Breve Caracterização dos Investimentos nas Redes de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica” que acompanha a proposta de tarifas para 2009.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA
DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. O Quadro 6-14 apresenta as variáveis e os parâmetros utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2009, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2008.

Quadro 6-14 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$P_{j,t}^{M^o}$	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por kWh		0,021807	
$E_{j,t}^{M^o}$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh		975 361 860	
$\tilde{A}mb_{j,t}^{M^o}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em MT		41	
$z_{j,t-1}^{M^o}$	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em MT			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
$\Delta R_{j,t-2}^{M^o}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em MT, relativos ao ano t-2		-526	
Proveitos Permitidos em MT		19 344	21 836	12,9%
$P_{j,t}^{B^o}$	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh		0,031659	
$E_{j,t}^{B^o}$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT em kWh		727 188 975	
$\tilde{A}mb_{j,t}^{B^o}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em BT		53	
$z_{j,t-1}^{B^o}$	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em BT			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
$\Delta R_{j,t-2}^{B^o}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em BT, relativos ao ano t-2		-305	
Proveitos Permitidos em BT		19 304	23 380	21,1%
$R_{j,t}^{M^o}$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 648	45 217	17,0%
	Energia Distribuída (MWh)	901 930	917 729	1,8%
Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)		42,94	48,36	12,6%

A análise do quadro evidencia um crescimento do nível dos proveitos permitidos de 2009 face aos valores aceites das tarifas para 2008 de cerca de 17%, sendo parte deste aumento justificado pela transferência de custos entre actividades e pelos ajustamentos relativos a t-2. Excluindo este último efeito, o nível dos proveitos permitidos para igual período cresce cerca de 15%. A componente de investimento a realizar nesta actividade e a reestruturação das actividades assumem particular importância na explicação da variação ocorrida.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

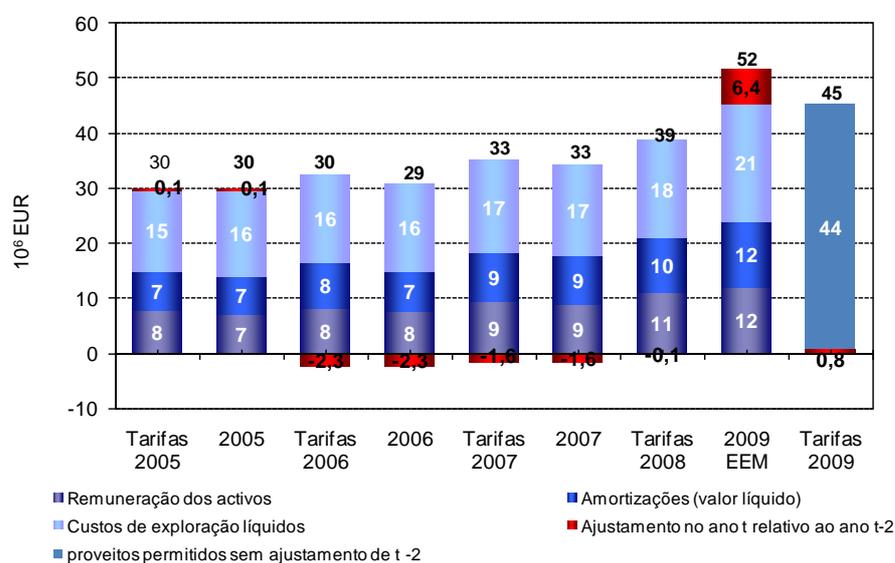
ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Na Figura 6-5 apresenta-se a desagregação do nível de proveitos de 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009, aceites pela ERSE, e do nível de proveitos para 2009 enviado pela EEM. Tal como referido na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, a análise do ano de 2007 real aceite pela ERSE e dos valores aceites nas tarifas para 2007 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009".

A diferença existente entre os proveitos permitidos enviados pela empresa para 2009 ("2009 EEM") e os aceites pela ERSE nas tarifas para 2009 resulta do facto da EEM ter contabilizado no ajustamento de 2007 o valor dos custos com direitos de passagem.

Figura 6-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM



6.1.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

As alterações no Regulamento Tarifário referidas anteriormente implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, que passa de uma aceitação de custos em base anual, para a aplicação de um *price cap* que varia anualmente em função do número médio de clientes. A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essa componente, encontra-se explicada no documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2009 a 2011” que acompanha a proposta de tarifas para 2009.

Assim, foram definidos para a actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, os parâmetros apresentados no Quadro 6-15 e no Quadro 6-16.

Quadro 6-15 - Parâmetros da CEE em MT

	2009	2010	2011
Componente variável unitária (EUR/cliente)	2 198,317	2 143,385	2 087,650
Factor X		5,10%	5,20%

Quadro 6-16 - Parâmetros da CEE em BT

	2009	2010	2011
Componente variável unitária (EUR/cliente)	31,627	30,516	29,064
Factor X		6,11%	7,36%

No cálculo da base de custos para 2009 foram excluídos os valores dos contadores e das respectivas amortizações, dando seguimento ao estipulado na Lei n.º 12/2008. Para tal, a ERSE solicitou às empresas reguladas um estudo efectuado por entidade independente com a quantificação dos valores brutos e líquidos dos contadores afectos ao imobilizado das empresas, bem como das respectivas amortizações acumuladas. Este estudo foi apresentado pela EEM.

Tendo em conta que as tarifas de 2008 haviam contemplado os valores dos contadores nas bases de activos aceites para regulação, as tarifas de 2009, reflectem a dedução do montante dos contadores e

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

respectivas amortizações, correspondente aos 7 meses posteriores à publicação da referida Lei n.º 12/2008, em Maio de 2008, conforme o Quadro 6-17.

Quadro 6-17 - Valor dos contadores de 2008 a devolver à tarifa em 2009

Unidade: 10³ EUR

	2007	2008	Valor médio	Devolução à tarifa
	(a)	(b)	(a+b)/2	
MT				
Valor Líquido	35	72	53,5	2
Amortização do exercício	8	23	-	13
BT				
Valor Líquido	1 434	1 474	1454	68
Amortização do exercício	278	312	-	182
Total				
Valor Líquido	1469	1547	1508	70
Amortização do exercício	285	335	-	195

Desta forma, o montante a deduzir de 266 mil euros corresponde a 70 mil euros de remuneração do activo e de 195 mil euros de amortização do exercício de 2008.

Os indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica são apresentados no Quadro 6-18.

Quadro 6-18 - Indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	Unidade	2004 real ⁽¹⁾	2005 real ⁽¹⁾	Evolução anual	2006 real ⁽¹⁾	Evolução anual	2007 real ⁽¹⁾	Evolução anual	Tarifas 2008	Tarifas 2009	Evolução anual
		(1)	(2)	[(2)-(1)]/(1) %	(3)	[(3)-(2)]/(2) %	(4)	[(4)-(3)]/(3) %	(5)	(6)	[(6)-(5)]/(5) %
Custo unitário de comercialização	[€/clientes]	63,5	54,6	-14,0%	56,2	2,9%	56,1	-0,1%	58,7	-	-
Nº médio de clientes	[unidades]	121 566	124 969	2,8%	128 501	2,8%	130 064	1,2%	134 744	138 017	2,4%
Investimento anual	[10 ³ EUR]	1 821	809	-55,6%	2 358	191,5%	1 350	-42,8%	1 756	273	-84,5%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10 ³ EUR]	6 936	5 889	-15,1%	6 039	2,5%	6 051	0,2%	6 392	-	-
Proveitos permitidos por unidade de energia distribuída (exclui o ajustamento de t-2)	(EUR/MWh)	10,7	9,0	-15,2%	9,2	2,3%	9,3	0,9%	9,5	5,0	-47,3%

Notas: ⁽¹⁾ Custos reais aceites pela ERSE.

Em 2007, o custo unitário da comercialização (custos controláveis e não controláveis por cliente) apresenta um decréscimo de 0,1%, em sequência do aumento no número médio de clientes ser superior ao crescimento dos custos da comercialização (+1,1%) entre 2006 e 2007, apesar dos custos não controláveis crescerem 5,7%. Os proveitos permitidos por unidade distribuída (excluindo o ajustamento de t-2) crescem ao longo do período em análise, com excepção entre 2004 e 2005 e entre tarifas para 2008 e tarifas para 2009. A reestruturação das actividades no continente, nomeadamente a inclusão da actividade de comercialização de redes na actividade de distribuição de energia eléctrica, e a

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA
DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

consequente reestruturação das actividades nas Regiões Autónomas explica a evolução dos indicadores para 2009.

Ao longo dos anos 2004, 2005, 2006 e 2007, o investimento anual nesta actividade apresenta grandes oscilações sendo que para tarifas para 2009 é previsto uma queda face ao valor aceite para tarifas para 2008, fortemente explicada pela transferência de custos desta actividade para a actividade de DEE, tal como referido anteriormente.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 97.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica. O Quadro 6-19 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2009, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2008.

Quadro 6-19 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
P_{jt}^{MC}	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente		2 198,317	
\bar{N}_{jt}^{MC}	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT		220	
z_{jt-1}^{MC}	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em MT			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
	Rectificação de 2008 resultante da Lei n.º 12/2008, em MT		16	
ΔR_{jt-2}^{MC}	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em MT, relativos ao ano t-2		246	
	Proveitos Permitidos em MT	844	221	-73,8%
P_{jt}^{MC}	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente		31,627	
\bar{N}_{jt}^{MC}	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT		137 797	
z_{jt-1}^{MC}	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em BT			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
	Rectificação de 2008 resultante da Lei n.º 12/2008, em BT		250	
ΔR_{jt-2}^{MC}	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em BT, relativos ao ano t-2		-393	
	Proveitos Permitidos em BT	7 970	4 502	-43,5%
\bar{R}_{jt}^{MC}	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 814	4 723	-46,4%
	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)	63,28	33,15	-47,6%

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

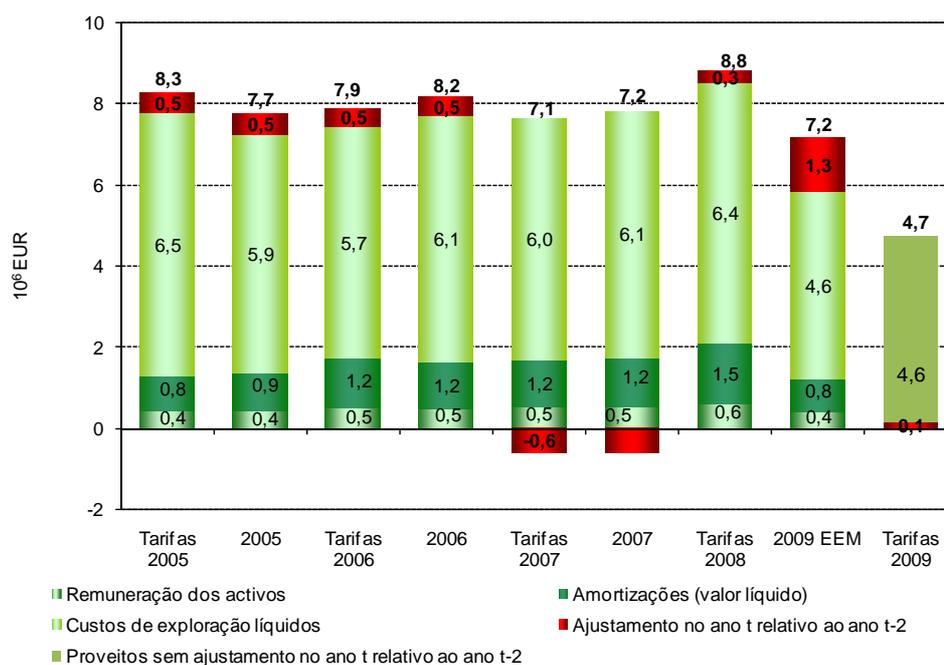
ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Pela análise do quadro verifica-se um decréscimo do nível dos proveitos permitidos para 2009 de 46,4%, face aos valores aceites nas tarifas para 2008, em sequência da transferência de custos desta actividade para a actividade de DEE. No processo de cálculo de tarifas para 2008, esta actividade apresentava a maior variação de entre todas as actividades da EEM (+25%).

Na Figura 6-6 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009, aceites pela ERSE, sendo igualmente apresentada, a desagregação no nível de proveitos enviado pela EEM para 2009. Tal como nas restantes actividades, a comparação entre o valor do ano de 2007 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2007 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009". Os proveitos permitidos fixados para 2009 são inferiores aos valores enviados pela empresa em consequência do ajustamento a considerar ser inferior ao previsto pela empresa e a um menor nível de proveitos permitidos sem ajustamento.

Figura 6-6 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM



6.1.3 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2009

O nível de proveitos definidos para cada actividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2009 é apresentado no Quadro 6-20. É igualmente apresentado o nível de proveitos estipulado no processo de cálculo das tarifas para 2008.

Quadro 6-20 - Proveitos permitidos da EEM

	Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	108 429	125 468	15,7%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 648	45 217	17,0%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 814	4 723	-46,4%
Proveitos permitidos da EEM	155 890	175 408	12,5%

A transferência de custos da actividade de CEE para a actividade de DEE explica em grande medida as variações ocorridas nestas actividades entre os valores de tarifas para 2008 e de tarifas para 2009. Excluindo esse efeito, a actividade de DEE apresentaria um crescimento de cerca de 8% e a actividade de CEE, um decréscimo no nível dos proveitos permitidos de igual magnitude relativa. Deste modo e, excluindo o facto mencionado anteriormente, a actividade de AGS é a actividade que apresenta o maior crescimento e dado ser a actividade com maior peso no total dos proveitos permitidos, a sua evolução condiciona o valor dos mesmos. Enquanto que nos valores de tarifas de 2009 esta actividade apresenta um crescimento de cerca de 16%, entre os valores aceites para tarifas de 2007 e para tarifas de 2008, esta actividade apresentava um decréscimo de cerca de 9%. A evolução do preço dos combustíveis explica, em grande medida, esta trajectória. Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, a actividade de AGS apresenta um crescimento de cerca de 39%, tal como o evidenciado no Quadro 6-21. Globalmente, os proveitos permitidos da EEM apresentam um crescimento de 12,5%, enquanto excluindo o efeito do ajustamento de t-2 apresentam um crescimento de 27%.

Quadro 6-21 – Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	92 879	129 001	38,9%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 725	44 386	14,6%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 527	4 575	-46,3%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)	140 131	177 962	27,0%

A diferença de +37,8 milhões de euros entre os valores dos proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2, fixados nas tarifas para 2008 e nas tarifas para 2009 resultam essencialmente da conjugação dos seguintes efeitos:

- Acréscimo de 35,9 milhões de euros relativos a custos de energia desagregados por: +12,1 milhões de euros referentes a custos com a aquisição de energia eléctrica e +23,8 milhões de euros relativos a custos com fuelóleo aceites e outros combustíveis.
- Acréscimo do efeito da taxa de remuneração dos activos em 1,55 milhões de euros.
- Acréscimo de 0,37 milhões de euros relativos a outros componentes dos proveitos.

No Quadro 6-22 é sintetizado o impacte das decisões da ERSE por actividade. No cenário base são considerados os custos enviados pela EEM para 2009 corrigidos dos valores relativos aos direitos de passagem enviados pela empresa para 2009 anteriores ao efeito da transferência de custos entre as actividades de DEE e de CEE. O impacte total das decisões da ERSE face ao nível de proveitos permitidos considerado no Cenário Base é de +1,2%, correspondendo a um aumento de 2,1 milhões de euros. Para a evolução mencionada contribuiu:

- a alteração do custo unitário do fuelóleo que implicou um acréscimo de 4,82 milhões de euros nos proveitos permitidos da EEM;
- a alteração da taxa de remuneração dos activos fixos nas actividades de AGS, DEE e CEE, representando um acréscimo de 1,55 milhões de euros nos proveitos permitidos da EEM
- a alteração dos custos aceites nas actividades de AGS, DEE e CEE que representaram um decréscimo de 4,24 milhões de euros nos proveitos permitidos da EEM.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA
DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Quadro 6-22 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2008	Cenário base	Cenário Base /Tarifas 2008	Tarifas 2009	Tarifas 2009 /Tarifas 2008	Impacte total das decisões ERSE	impacte total em % face ao Cenário base
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	108 429	121 420	12,0%	125 468	15,7%	4 048	3,3%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 648	41 378	7,1%	45 217	17,0%	3 839	9,3%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 814	10 471	18,8%	4 723	-46,4%	-5 749	-54,9%
Proveitos permitidos da EEM	155 890	173 269	11,1%	175 408	12,5%	2 138	1,2%

6.1.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-23 apresenta-se o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM. É igualmente apresentado o valor do custo com a convergência tarifária em tarifas para 2008.

Quadro 6-23 - Custo com a convergência tarifária na RAM

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2008	Tarifas 2009
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	27 576	38 968
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	108 429	125 468
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	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	78 620	83 362
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	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 actividade de AGS da RAM	2 232	3 138
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	11 735	13 909
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 648	45 217
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	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	25 962	30 188
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	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 actividade de DEE da RAM	950	1 120
$\tilde{S}M_t^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	3 270	1 708
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 814	4 723
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	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	5 280	2 877
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	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 actividade de CEE da RAM	265	138
	Custo com a Convergência Tarifária	42 581	54 585
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	42 581	54 585

O valor do Custo com a Convergência Tarifária da RAM nas tarifas para 2009 é de 54 585 milhares de euros sendo totalmente recuperada através da tarifa de UGS.

A Figura 6-7 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado no valor a recuperar aplicando as tarifas de Venda a Clientes Finais, no valor do custo da convergência tarifária a incorporar

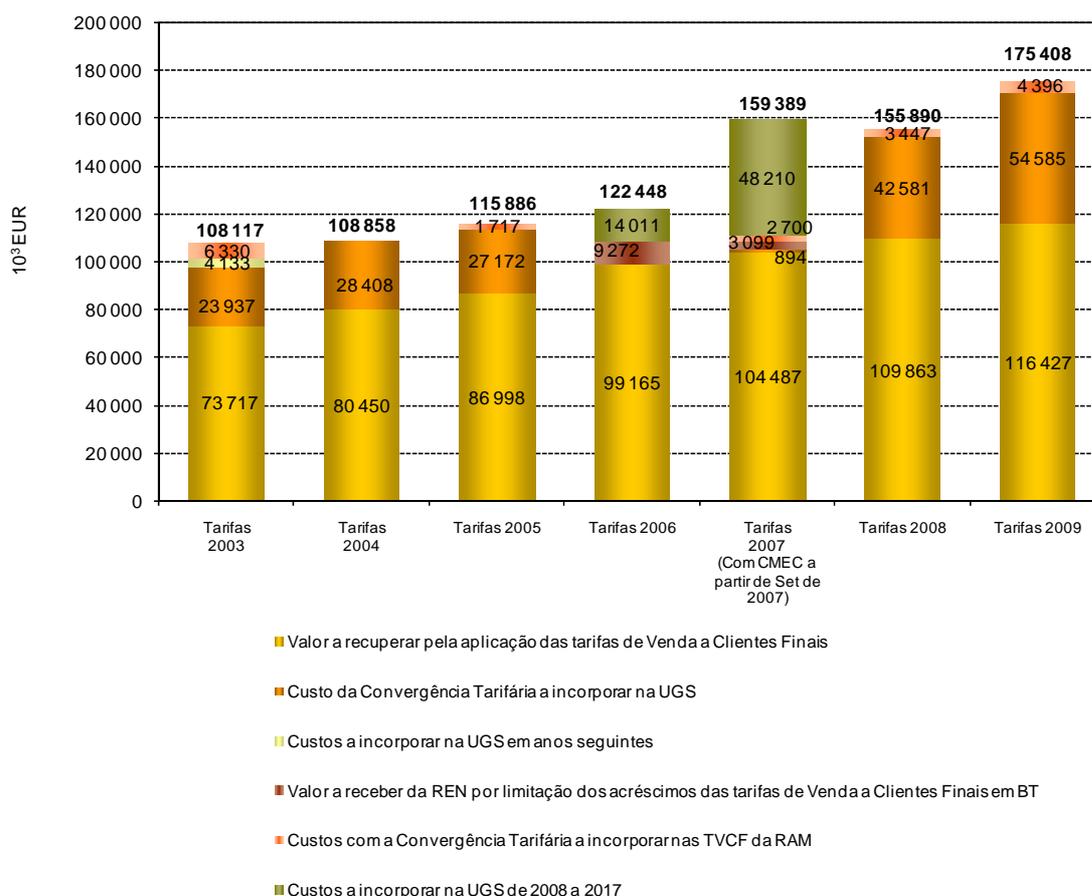
PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

na UGS, no valor dos custos a incorporar na UGS em anos seguintes, no valor dos custos a incorporar na UGS de 2008 a 2017, no valor a receber da REN por limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT e no valor dos custos da convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM, permitindo a comparação entre os valores de proveitos permitidos aceites para cálculo das tarifas para 2003 a 2009.

Figura 6-7 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Entre os valores das tarifas para 2008 e das tarifas para 2009 o custo com a convergência tarifária cresceu 28% e o peso do valor a recuperar aplicando as tarifas de Venda a Clientes Finais no total dos proveitos permitidos da empresa decresceu para igual período.

O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, determina que “tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 serão superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas de venda a clientes finais a fixar para o ano de 2007 não incluirão os custos com a convergência tarifária entre o continente e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”. Adicionalmente, o referido Decreto-Lei estabelece que os

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA

DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

custos com a convergência tarifária de 2006 (+14 011 milhares de euros) e 2007 (+48 210 milhares de euros), não reflectidos nas tarifas, 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.

A 11 de Dezembro de 2007, a EEM celebrou o contrato de cessão de créditos referentes aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 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 2009 é de 8 274 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2009.