

**ANÁLISE DO DESEMPENHO
E DAS PREVISÕES
DAS EMPRESAS REGULADAS**

Dezembro 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	PORTUGAL CONTINENTAL	3
2.1	Balanço de Energia Eléctrica	3
2.2	Rede Eléctrica Nacional – REN	21
2.2.1	Análise global	21
2.2.2	Análise desagregada por actividades	33
2.2.2.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	33
2.2.2.2	Actividade de Gestão Global do Sistema	39
2.2.2.3	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	45
2.3	REN – Trading, S.A.	47
2.3.1	Análise global	47
2.3.1.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	49
2.4	EDP Distribuição	59
2.4.1	Análise global	59
2.4.2	Análise desagregada por actividades	73
2.4.2.1	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	73
2.4.2.2	Actividade de Comercialização de Redes	76
2.5	EDP Serviço Universal	79
2.5.1	Análise global	79
2.5.2	Análise desagregada por actividades	81
2.5.2.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	82
2.5.2.2	Actividade de Comercialização	87
3	REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	91
3.1	Balanço de energia eléctrica	91
3.2	EDA	98
3.2.1	Análise global	98
3.2.2	Análise desagregada por actividades	106
3.2.2.1	Actividade de Aquisição de Energia eléctrica e Gestão do Sistema	107
3.2.2.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	116
3.2.2.3	Actividade de Comercialização	118
4	REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	121
4.1	Balanço de energia eléctrica	121
4.2	EEM	129
4.2.1	Análise Global	129
4.2.2	Análise desagregada por actividades	138
4.2.2.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	139
4.2.2.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	145
4.2.2.3	Actividade de Comercialização	148
5	PEDIDO DE ESCLARECIMENTO ÀS EMPRESAS	151
5.1	REN	151

5.1.1	Custos de funcionamento no âmbito da CVEEAC.....	151
5.1.2	Licenças de emissão de CO2	152
5.2	EDP Distribuição	154
5.2.1	Prémios de desempenho e custos com pessoal.....	154
5.3	EDP Serviço Universal.....	155
5.3.1	Prémios de desempenho e custos com pessoal.....	155
5.4	EDA.....	156
5.4.1	Pressupostos macroeconómicos utilizados	156
5.4.2	Actividade de aquisição de Energia eléctrica e gestão do Sistema.....	156
5.4.2.1	Custos com Amónia.....	156
5.4.2.2	Imobilizado Incorpóreo / Licenças de CO ₂	158
5.4.2.3	Custos com Combustíveis	164
5.4.3	Actividade de DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	164
5.4.3.1	Custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA)	164
5.4.4	Actividade de COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	165
5.4.4.1	Fornecimentos e Serviços Externos	165
5.4.5	Pedido adicional	166
5.4.6	Valores dos contadores.....	167
5.4.7	Custos a transferir da actividade de CEE para a actividade de DEE	168
5.4.8	Taxa de IRC	170
5.4.9	Custos da dívida.....	170
5.5	EEM	171
5.5.1	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	171
5.5.2	Fornecimentos e serviços externos – frota automóvel	181
5.5.3	Outros custos operacionais - desagregação.....	181
5.5.4	Direitos de passagem.....	182
5.5.5	Contadores	182
5.5.6	Imobilizado Corpóreo	183
5.5.7	Número de clientes	183
5.5.8	Pedido adicional	184
5.5.8.1	Rating da dívida da EEM.....	184
5.5.9	Taxa de IRC	184
5.5.10	Facturação mensal (Lei n.º 12/2008).....	184
5.5.11	Telecontagem em BT	185
5.5.12	Prémios de desempenho	186
ANEXOS		187
I.	Informação recebida da REN.....	189
II.	Informação recebida da REN Trading.....	197
III.	Informação recebida da EDP Distribuição	201
IV.	Informação recebida da EDP Serviço Universal	211
V.	Informação recebida da EDA.....	217
VI.	Informação recebida da EEM.....	235

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Consumo referido à emissão em Portugal continental.....	4
Figura 2-2 - Procura de electricidade em Portugal continental.....	9
Figura 2-3 - Consumo total no continente.....	11
Figura 2-4 - Previsões da EDP Distribuição, para 2009 a 2011, por segmento de mercado.....	12
Figura 2-5 - Previsões da EDP Distribuição, para 2009 a 2011, por nível de tensão.....	13
Figura 2-6 - Fornecimentos em BT em Portugal continental.....	14
Figura 2-7 - Fornecimentos em MT em Portugal continental.....	15
Figura 2-8 - Fornecimentos em AT em Portugal continental.....	16
Figura 2-9 - Fornecimentos em MAT em Portugal continental.....	17
Figura 2-10 - Perdas na Rede Nacional de Transporte.....	18
Figura 2-11 - Taxa de Perdas na rede de transporte (Perdas na rede de transporte / emissão para a rede pública x 100).....	19
Figura 2-12 - Perdas na rede de distribuição de Portugal continental.....	20
Figura 2-13 - Taxa de perdas nas redes de distribuição de Portugal continental (perdas / fornecimentos a clientes do comercializador regulado e clientes no mercado, excluindo fornecimentos em MAT) x 100.....	21
Figura 2-14 - Custos operacionais por Km de linha.....	22
Figura 2-15 - Km de linha por consumo total.....	23
Figura 2-16 - Investimento a custos técnicos por Km de linha.....	23
Figura 2-17 – Evolução do comprimento de linhas.....	24
Figura 2-18 - Custos da REN para efeitos de regulação (preços correntes).....	26
Figura 2-19 - Custos Operacionais da REN (preços constantes de 2008).....	28
Figura 2-20 - Proveitos Operacionais da REN (preços constantes de 2008).....	31
Figura 2-21 - Investimentos a custos técnicos da REN (preços correntes).....	32
Figura 2-22 - Peso dos investimentos da REN.....	33
Figura 2-23 - Custos totais da actividade de Gestão Global do Sistema (preços correntes).....	40
Figura 2-24 - Custos de exploração da actividade de Gestão Global do Sistema (preços correntes).....	42
Figura 2-25 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema (preços correntes).....	43
Figura 2-26 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (preços correntes).....	44
Figura 2-27 - Custos operacionais da actividade de Transporte de Energia Eléctrica (preços correntes).....	46
Figura 2-28 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica (preços correntes).....	47
Figura 2-29 - Peso de cada componente do sobrecusto.....	51
Figura 2-30 - Evolução do encargo de energia.....	53
Figura 2-31 - Evolução da produção de energia eléctrica.....	54
Figura 2-32 - Factor de utilização.....	55

Figura 2-33 - Evolução dos custos unitários dos combustíveis	56
Figura 2-34 - Evolução do encargo de potência	57
Figura 2-35 - Evolução do coeficiente de disponibilidade.....	58
Figura 2-36 - Evolução da taxa de juro	59
Figura 2-37 - Número Clientes	60
Figura 2-38 - Fornecimentos de energia eléctrica por Cliente	61
Figura 2-39 - Clientes por Trabalhador	61
Figura 2-40 - Custos Operacionais por MWh fornecido.....	62
Figura 2-41 - Custos com Pessoal por Trabalhador	62
Figura 2-42 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido	63
Figura 2-43 - Custos Operacionais da EDP Distribuição (preços constantes de 2008)	64
Figura 2-44 - Custos Operacionais das actividades da EDP Distribuição (preços correntes).....	67
Figura 2-45 - Investimento na EDP Distribuição (preços correntes).....	69
Figura 2-46 - Investimento por nível tensão (preços correntes)	71
Figura 2-47 - Investimentos a custos técnicos e participações EDP Distribuição (preços constantes de 2008)	72
Figura 2-48 - Custos Operacionais da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (preços correntes).....	73
Figura 2-49 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	76
Figura 2-50 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização de Redes (preços correntes).....	77
Figura 2-51 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes.....	79
Figura 2-52 - Custos Operacionais da EDP Serviço Universal (preços constantes de 2008).....	80
Figura 2-53 - Energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR por origem	82
Figura 2-54 - Energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR por origem (em percentagem).....	83
Figura 2-55 - Custos de aquisição de energia eléctrica.....	84
Figura 2-56 - Evolução dos custos de aquisição aos Produtores em Regime Especial.....	85
Figura 2-57 - Preços médios no mercado à vista e no mercado de futuros	86
Figura 2-58 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização (preços correntes)	87
Figura 2-59 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Comercialização	88
Figura 3-1 - Procura de electricidade na RAA.....	93
Figura 3-2 - Fornecimentos em BT na RAA.....	95
Figura 3-3 - Fornecimentos em MT na RAA	96
Figura 3-4 - Perdas nas redes de transporte e distribuição da RAA	97
Figura 3-5 - Taxa de perdas nas redes de transporte e distribuição da RAA (perdas / fornecimentos a clientes do Sistema Público da RAA) x 100	98
Figura 3-6 - Número de Clientes	99

Figura 3-7 - Fornecimentos de energia eléctrica por cliente.....	99
Figura 3-8 - Clientes por Trabalhador	100
Figura 3-9 - Custos Operacionais por MWh fornecido.....	100
Figura 3-10 - Custos com Pessoal por Trabalhador	101
Figura 3-11 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido	101
Figura 3-12 - Custos Operacionais da EDA (preços constantes de 2008)	103
Figura 3-13 - Investimentos da EDA (preços correntes).....	105
Figura 3-14 - Custos Operacionais das actividades reguladas da EDA (preços correntes).....	107
Figura 3-15 - Custos Operacionais da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (preços correntes)	108
Figura 3-16 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (preços correntes).....	109
Figura 3-17 - Custos com combustíveis.....	110
Figura 3-18 - Evolução do peso da produção de energia eléctrica das centrais térmicas na produção total	111
Figura 3-19 - Evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na RAA e em Portugal continental.....	112
Figura 3-20 - Evolução do custo unitário do fuelóleo nos Açores, na Madeira e em Portugal continental, base 100, 2003	113
Figura 3-21 - Preço do fuelóleo 1% FOB NWE <i>Cargoes</i> e 3,5% FOB Roterdão <i>Barges</i>	115
Figura 3-22 - Evolução do custo unitário do gasóleo para produção de energia eléctrica nas centrais da EDA, no arquipélago da Madeira.....	116
Figura 3-23 - Custos Operacionais da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (preços correntes).....	117
Figura 3-24 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (preços correntes)	118
Figura 3-25 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização (preços correntes)	119
Figura 3-26 - Custos regulados para a actividade de Comercialização (preços correntes)	120
Figura 4-1 - Procura de electricidade na RAM.....	123
Figura 4-2 - Fornecimentos em BT na RAM	125
Figura 4-3 - Fornecimentos em MT na RAM.....	126
Figura 4-4 - Perdas nas redes de transporte e distribuição na RAM.....	127
Figura 4-5 - Número de Clientes	130
Figura 4-6 - Fornecimentos de energia eléctrica por cliente.....	130
Figura 4-7 - Clientes por trabalhador	131
Figura 4-8 - Custos Operacionais por MWh fornecido.....	131
Figura 4-9 - Custos com Pessoal por Trabalhador	132
Figura 4-10 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido	132
Figura 4-11 - Custos operacionais da EEM (preços constantes de 2008)	134
Figura 4-12 - Investimentos da EEM (preços correntes)	137
Figura 4-13 - Custos operacionais das actividades reguladas da EEM (preços correntes)	139

Figura 4-14 - Custos operacionais da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (preços correntes)	140
Figura 4-15 - Custos para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (preços correntes).....	141
Figura 4-16 - Custos com combustíveis.....	142
Figura 4-17 - Evolução do peso da produção de energia eléctrica das centrais a fuelóleo na produção total.....	143
Figura 4-18 - Evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na RAM e em Portugal continental	144
Figura 4-19 - Evolução do custo do fuelóleo na Madeira e em Portugal continental, base 100, 2000.....	145
Figura 4-20 - Custos operacionais da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (preços correntes).....	146
Figura 4-21 - Custos para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (preços correntes)	147
Figura 4-22 - Custos operacionais da actividade de Comercialização (preços correntes).....	148
Figura 4-23 - Custos para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Comercialização (preços correntes).....	149

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões do consumo referido à emissão para 2008 a 2011	5
Quadro 2-2 - Evolução da procura em Portugal continental (valores reais)	6
Quadro 2-3 - Previsões enviadas pela REN para 2008 a 2011	7
Quadro 2-4 - Previsões enviadas pela EDP Distribuição para 2008 a 2011	7
Quadro 2-5 - Previsões enviadas pela EDP Serviço Universal para 2008 a 2011	8
Quadro 2-6 - Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal da REN.....	30
Quadro 2-7 - Encargo de Energia	34
Quadro 2-8 - Energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas.....	35
Quadro 2-9 - Custo dos combustíveis consumidos nos principais centros produtores termoeléctricos	36
Quadro 2-10 - Encargo de energia unitário.....	36
Quadro 2-11 - Encargo de potência	37
Quadro 2-12 - Evolução do coeficiente de disponibilidade médio	38
Quadro 2-13 - Principais variáveis monetárias utilizadas no encargo de potência	39
Quadro 2-14 - Desagregação do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica.....	50
Quadro 2-15 - Preço das licenças de emissão de CO ₂	52
Quadro 2-16 - Preço dos combustíveis	56
Quadro 2-17 - Custos com pessoal e FSE da actividade de Distribuição de Energia.....	75
Quadro 2-18 - Custos com pessoal e FSE da actividade de Comercialização de Redes.....	78
Quadro 2-19 - Previsões de custos combustíveis e preços de mercado.....	85
Quadro 2-20 - FSE da actividade de Comercialização	88
Quadro 3-1 - Evolução da procura na RAA.....	92
Quadro 4-1 - Evolução da procura na RAM.....	122

1 INTRODUÇÃO

No presente documento analisa-se o desempenho das empresas reguladas do sector energético desde 2002 até 2007 e a sua evolução futura com base em informação previsional para o período compreendido entre 2008 e 2011. As informações enviadas pela REN, REN Trading, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDA e EEM relativas aos anos de 2008, 2009, 2010 e 2011, constituem previsões das empresas, não tendo a ERSE qualquer intervenção.

De referir que os anos de 2006 e 2007 foram dois anos marcados por alterações legislativas significativas que se reflectiram directamente nas actividades da REN e EDP Distribuição. De salientar as seguintes alterações:

- A EDP Serviço Universal foi constituída em Dezembro de 2006 com funções de comercializador de último recurso;
- A REN Trading, S.A. iniciou a sua actividade em 20 de Junho de 2007, tendo por objecto a compra, venda, importação e exportação de energia eléctrica e compra e venda de potência e de serviços de sistema no âmbito da gestão de contratos de aquisição de energia de longo prazo (CAE);
- Em 15 de Julho de 2007, por escritura, foi modificado o Contrato de Concessão da Actividade de Transporte de Electricidade, nos termos do disposto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

No capítulo 2, apresenta-se a análise do balanço de energia eléctrica em Portugal continental no período 2008-2011 e analisa-se a evolução das várias actividades reguladas da REN, REN Trading, EDP Distribuição e EDP Serviço Universal de 2002 a 2011.

No capítulo 3, apresenta-se a análise do balanço de energia eléctrica da EDA entre 1998 e 2011 e a evolução das várias actividades reguladas entre 2002 e 2011.

No capítulo 4, apresenta-se a análise do balanço de energia eléctrica da EEM entre 1998 e 2011 e a evolução das várias actividades reguladas entre 2002 e 2011.

No capítulo 5, anexam-se os pedidos de esclarecimento efectuados às empresas e respectivas respostas enviadas pelas empresas.

Por último, apresenta-se o anexo com a principal informação numérica enviada por cada entidade.

2 PORTUGAL CONTINENTAL

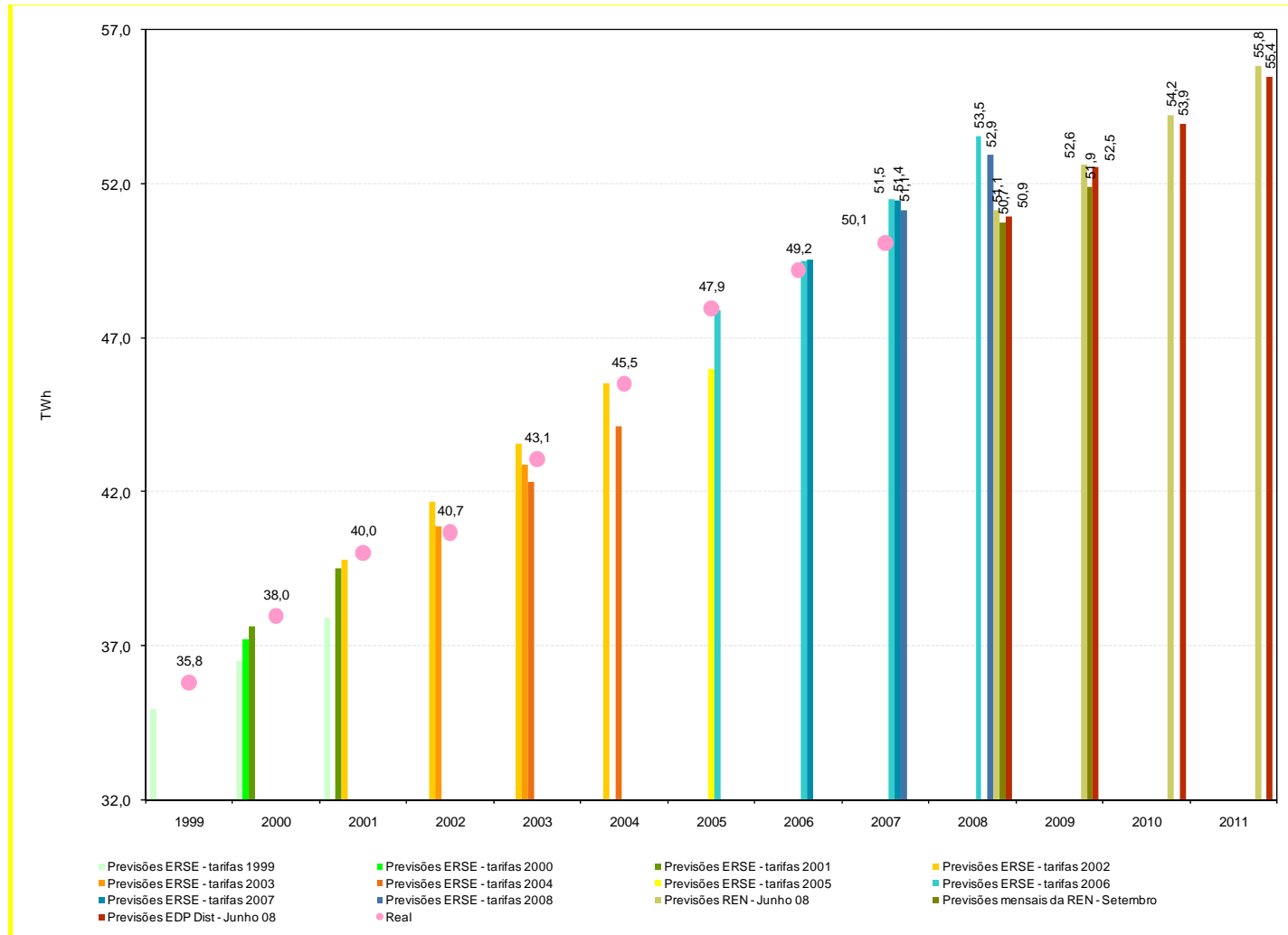
2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Analisa-se de seguida o balanço de energia eléctrica real do continente para os anos de 1998 a 2007 e os balanços estimado e previsto pelas empresas para o período compreendido entre 2008 e 2011.

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

A Figura 2-1 permite enquadrar as previsões da REN e da EDP Distribuição relativas ao consumo de energia eléctrica referido à emissão com as previsões e valores reais utilizados para fixar as tarifas de 1999 a 2008. Apresenta-se também a última previsão efectuada pela REN no passado mês de Setembro e enviada à ERSE, tendo em conta os valores ocorridos até Agosto de 2008.

Figura 2-1 - Consumo referido à emissão em Portugal continental



A análise da figura permite verificar uma subestimação sistemática do consumo referido à emissão, excepto nas previsões em 2001 e nas previsões para o ano de 2005.

Para o ano de 2008, as previsões da REN e da EDP Distribuição apontam para um abrandamento do consumo e para o período compreendido entre 2009 e 2011 na ordem dos 3% e 2,7%, respectivamente. As mais recentes previsões da REN acentuam ainda mais esta atenuação do crescimento dos consumos de energia eléctrica. (Quadro 2-1)

Quadro 2-1 - Previsões do consumo referido à emissão para 2008 a 2011

	2006	2007	2007/2006	2008	2008/2007	2009	2009/2008	2010	2010/2009	2011	2011/2010	2006-2008	2009-2011
	GWh	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	t.c.m.a %	t.c.m.a %
Real	49 177	50 054	1,8%										
Previsões ERSE em 2005 para tarifas 2006	49 476	51 459	4,0%	53 510	4,0%							4,0%	
Previsões ERSE em 2006 para tarifas 2007	49 500	51 447	3,9%										
Previsões ERSE em 2007 para tarifas 2008		51 116	3,9%	52 897	3,5%								
Previsões REN - Junho 08				51 099	2,1%	52 600	2,9%	54 199	3,0%	55 799	3,0%	1,9%	3,0%
Previsões EDP Dist - Junho 08 ^[1]				50 916	1,7%	52 513	3,1%	53 911	2,7%	55 425	2,8%	1,8%	2,7%
Previsões mensais da REN - Setembro				50 708	1,3%	51 869	2,3%					1,5%	

Nota:^[1] Valores enviados pela EDP Distribuição ao nível dos fornecimentos aos clientes ajustado para a entrada da rede de distribuição com o nível de referência de perdas fixado pela ERSE, adicionado da compensação síncrona, consumos próprios da REN e perdas do transporte (aceitou-se a taxa de perdas enviada pela REN).

PROCURA DE ELECTRICIDADE

O Quadro 2-2 mostra a evolução da procura de energia eléctrica de 1998 a 2006, apresentando-se nos Quadros 2-3 ao Quadro 2-5 as estimativas das empresas para o ano em curso, 2008 e previsões para o próximo período de regulação 2009 e 2011.

De 1998 a 2007, o consumo referido à emissão cresceu em média 4,5% ao ano. De 2007 a 2011, a REN e a EDP Distribuição prevêm um crescimento do consumo mais moderado, na ordem dos 2,6% ao ano e 2,2% ao ano respectivamente. No que se refere à EDP Distribuição, o abrandamento está fortemente influenciado pela recuperação de facturação de anos anteriores ocorrida em 2007, que induziu um crescimento anormal no ano.

Importa referir que os balanços de energia eléctrica enviados pela REN e pela EDP Distribuição não são compatíveis.

Os fornecimentos conjuntos aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes no mercado têm apresentado uma taxa de crescimento ligeiramente superior ao consumo referido à emissão, de 4,7% ao ano, entre 1998 e 2007. De 2007 a 2011 a EDP Distribuição prevê uma redução da taxa de crescimento de 4,7% para 2,2%. Para esta desaceleração do consumo, a EDP Distribuição justifica com dois factos: a gradual extinção de adesão de cogeneradores à Portaria 399/2002, que contribuirá para o abrandamento esperado nos consumos de níveis de tensão mais elevados, e as perspectivas de

abrandamento da actividade económica que condicionará a evolução da procura de electricidade nos níveis de tensão mais baixos.

A EDP Distribuição, para 2008, prevê que os fornecimentos a clientes no mercado representem cerca de 2,7% dos fornecimentos totais, enquanto em 2006 representavam cerca de 15,8%. De salientar que para o ano de 2011 a EDP Distribuição prevê um aumento da representatividade dos clientes no mercado no fornecimentos totais, cifrando-se em cerca de 9,7%.

Quadro 2-2 - Evolução da procura em Portugal continental (valores reais)

Unidade: GWh

RUBRICAS	Verificado								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
+ Produção líquida das centrais detentoras de CAE	30 956	34 410	34 493	36 921	36 121	36 157	31 047	29 812	29 812
+ Produtores em regime especial + EDIA	1 963	2 295	2 469	2 557	2 820	3 688	4 566	6 621	6 628
+ Aquisições no âmbito da parcela livre	718	447	617	890	1 322	1 999	2 934	903	903
+ Importações líquidas para clientes do Comercializador Regulado	272	-858	931	-141	98	-1 229	522	1 389	2 976
+ Entregas para clientes não vinculados (entrada da REN)				547	1 019	4 299	7 239	10 528	7 450
+ Vendas líquidas do ACS e desvios	0	0	2	-270	-43	-1 369	-399	-743	2 030
- Bombagem	101	491	558	485	670	485	408	564	622
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA	33 808	35 803	37 953	40 018	40 667	43 060	45 501	47 946	49 177
(Variação média anual)	5,8%	5,9%	6,0%	5,4%	1,6%	5,9%	5,7%	5,4%	2,6%
- Perdas na rede de Transporte	602	665	680	713	717	738	677	648	562
(perdas/emissão)	1,8%	1,9%	1,79%	1,78%	1,76%	1,71%	1,49%	1,35%	1,14%
- Compensação síncrona	30	41	39	34	38	32	35	29	17
- Perdas na rede de Distribuição	2 757	2 756	2 877	3 191	2 948	3 258	3 451	3 439	3 168
(perdas/fornecimentos)	9,3%	8,74%	8,58%	9,05%	8,18%	8,61%	8,61%	8,09%	7,19%
- Consumos Próprios	40	44	34	35	32	46	38	38	13
- Acertos UGS, URT							0	0	0
- PRE não facturada mas incluída no consumo							25	6	-24
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SENV							13	19	5
+ Diferenças no balanço de energia eléctrica REN/EDP Distribuição							-12	-6	13
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	30 379	32 297	34 322	36 045	36 931	38 962	41 321	43 797	45 459
(Variação média anual)	5,8%	6,3%	6,3%	5,0%	2,5%	5,5%	6,1%	6,0%	3,8%
BT	16 351	17 794	18 901	19 904	20 505	21 512	22 518	23 610	24 149
(Variação média anual)	5,8%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,7%	4,9%	2,3%
Clientes do Comercializador Regulado	16 351	17 794	18 901	19 904	20 505	21 512	22 484	22 660	22 946
(Variação média anual)	5,8%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,5%	0,8%	1,3%
Clientes no mercado	0	0	0	0	0	0	33	951	1 203
(Variação média anual)									
MT	10 188	10 648	11 234	11 703	11 970	12 536	13 187	13 580	14 422
(Variação média anual)	6,3%	4,5%	5,5%	4,2%	2,3%	4,7%	5,2%	3,0%	6,2%
Clientes do Comercializador Regulado	10 188	10 648	11 101	11 359	11 193	8 601	6 506	5 091	8 603
(Variação média anual)	6,3%	4,5%	4,3%	2,3%	-1,5%	-23,2%	-24,4%	-21,8%	69,0%
Clientes no mercado	0	0	133	344	776	3 935	6 680	8 489	5 820
(Variação média anual)				158,6%	125,7%	406,8%	69,8%	27,1%	-31,4%
AT	3 107	3 096	3 411	3 641	3 581	3 794	4 395	5 305	5 470
(Variação média anual)	3,9%	-0,3%	10,2%	6,7%	-1,6%	6,0%	15,8%	20,7%	3,1%
Clientes do Comercializador Regulado	3 107	3 096	3 328	3 465	3 400	3 681	4 340	5 149	5 372
(Variação média anual)	3,9%	-0,3%	7,5%	4,1%	-1,9%	8,3%	17,9%	18,6%	4,3%
Clientes no mercado	0	0	83	176	182	114	55	157	98
(Variação média anual)									
MAT	734	759	776	797	875	1 120	1 222	1 302	1 417
(Variação média anual)	9,4%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	6,6%	8,9%
Clientes do Comercializador Regulado	734	759	776	797	875	1 120	1 222	1 265	1 377
(Variação média anual)	9,4%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	3,5%	8,9%
Clientes no mercado	0	0	0	0	0	0	0	37	41
(Variação média anual)									

Quadro 2-3 - Previsões enviadas pela REN para 2008 a 2011

RUBRICAS	Real			Proposta REN Junho 2008			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	47 946	49 177 2,6%	50 054 1,8%	51 099 2,1%	52 600 2,9%	54 199 3,0%	55 799 3,0%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	648 1,35%	562 1,14%	577 1,15%	700 1,37%	798 1,52%	797 1,47%	823 1,47%
- Compensação síncrona	29	17	9				
- Consumos Próprios	10	10	10	11	11	12	12
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SEN	7	5	0	-3			
- PRE não facturada mas incluída no consumo	6	-24	8	26			
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	47 259	48 617 2,9%	49 450 1,7%	50 359	51 791 2,8%	53 390 3,1%	54 964 2,9%
Afectação a Tarifas REN							
Energia afectada à TUGS e TURT	47 268	48 634	49 524	50 404	51 791	53 390	54 964
Energia afectada à TEP	36 071	38 884	15 500				
Energia afectada à AEE	29 906	30 423	15 603				

Fonte: REN

Quadro 2-4 - Previsões enviadas pela EDP Distribuição para 2008 a 2011

Unidade: GWh

RUBRICAS	Real			Proposta EDP DISTRIBUIÇÃO Junho 2008			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	47 259	48 617	49 510	50 208 1,4%	51 705 3,0%	53 106 2,7%	54 596 2,8%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 439 8,09%	3 168 7,19%	3 498 7,86%	3 555 7,90%	3 683 7,95%	3 788 7,97%	3 902 7,99%
- Consumos Próprios	25	0					
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO (Variação média anual)	43 797	45 459 3,8%	46 012 1,2%	46 654 1,4%	48 022 2,9%	49 319 2,7%	50 695 2,8%
BT (Variação média anual)	23 610	24 149 2,3%	23 817 -1,4%	24 128 1,3%	25 104 4,0%	25 863 3,0%	26 665 3,1%
MT (Variação média anual)	13 580	14 422 6,2%	14 388 -0,2%	14 403 0,1%	14 612 1,5%	14 939 2,2%	15 312 2,5%
AT (Variação média anual)	5 305	5 470 3,1%	6 276 14,7%	6 493 3,5%	6 594 1,6%	6 737 2,2%	6 884 2,2%
MAT (Variação média anual)	1 302	1 417 8,9%	1 531 8,0%	1 630 6,5%	1 712 5,0%	1 780 4,0%	1 834 3,0%

Fonte: EDP Distribuição

Quadro 2-5 - Previsões enviadas pela EDP Serviço Universal para 2008 a 2011

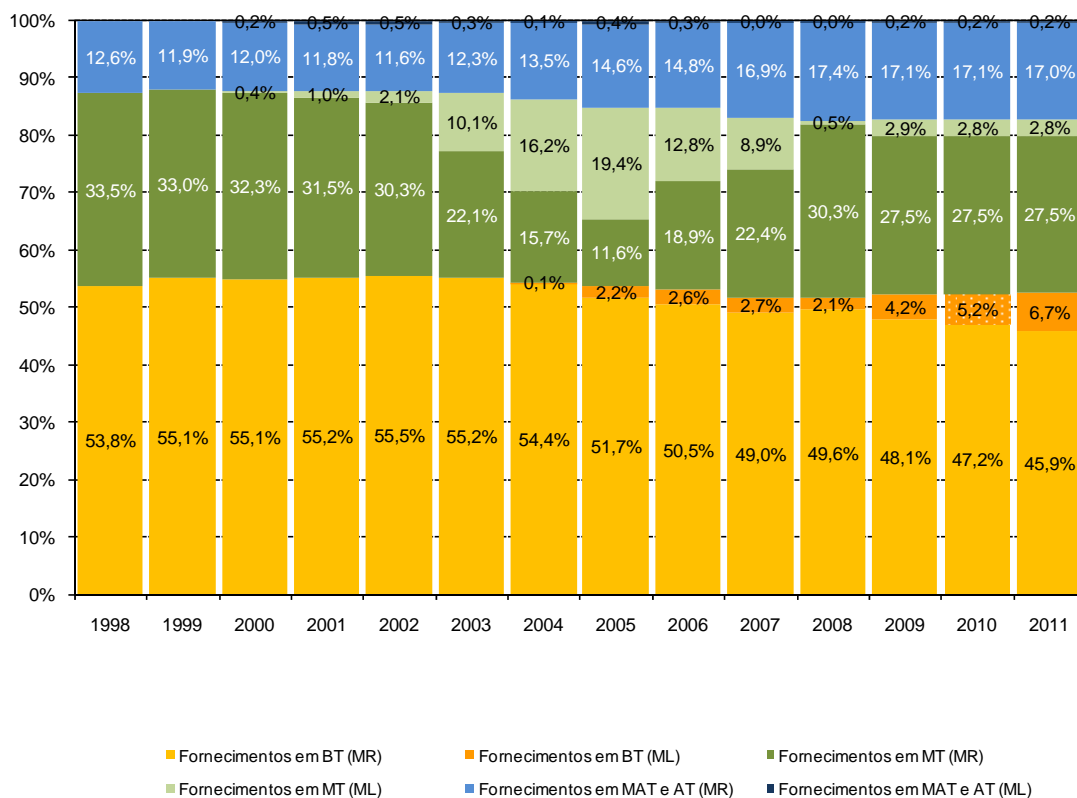
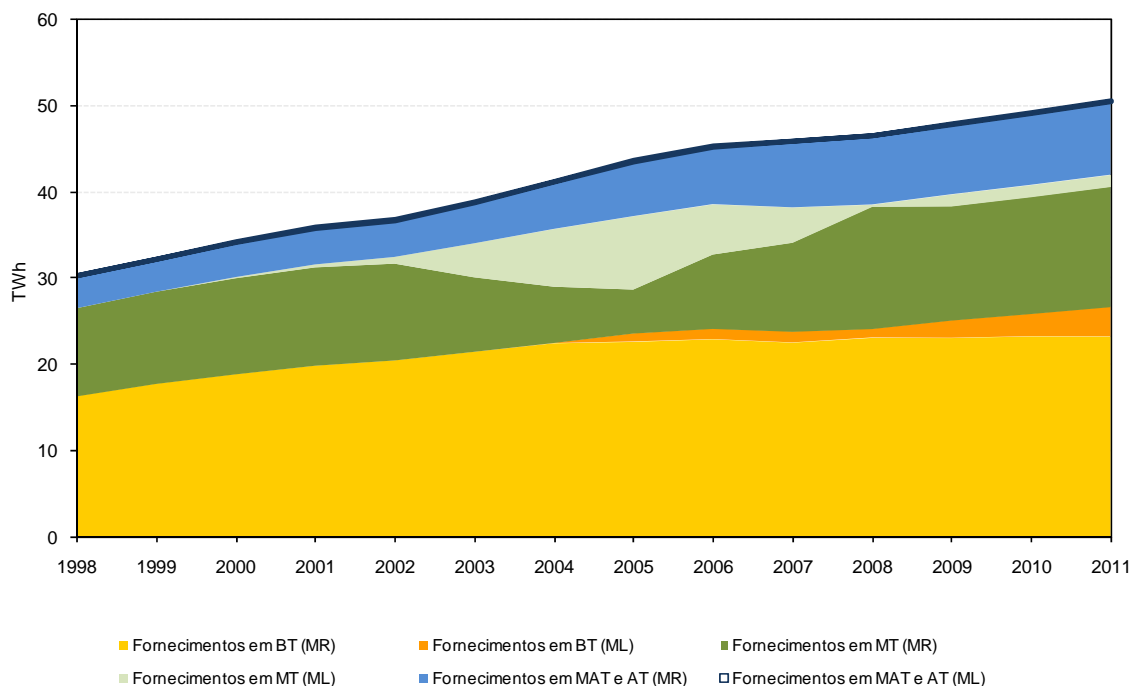
Unidade: GWh

	Real			Proposta EDP Serviço Universal Junho 2008			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
+ Energia comprada nos mercados organizados			34 107	30 662	29 167	26 764	25 183
+ CESUR				6 453	4 730	4 730	4 730
+ Produção em regime especial			10 130	12 233	14 540	17 708	19 860
- Perdas na rede de Distribuição			3 140	3 421	3 395	3 428	3 437
(perdas/fornecimentos)			8,0%	7,82%	7,93%	7,88%	7,81%
- Perdas na rede de Transporte			458	530	520	528	534
(perdas/fornecimentos)			1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
= VENDAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	34 164	38 298	40 639	45 397	44 523	45 247	45 802
(Variação média anual)		12,1%	6,1%	11,7%	-1,9%	1,6%	1,2%
IP	1 299	1 399	1 449	1 489	1 529	1 570	1 611
(Variação média anual)		7,7%	3,6%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%
BT	19 014	19 235	18 616	18 249	18 649	18 675	18 487
(Variação média anual)		1,2%	-3,2%	-2,0%	2,2%	0,1%	-1,0%
BTE	2 347	2 313	2 491	3 390	2 914	3 034	3 162
(Variação média anual)		-1,5%	7,7%	36,1%	-14,0%	4,1%	4,2%
MT	5 091	8 603	10 291	14 148	13 217	13 544	13 917
(Variação média anual)		69,0%	19,6%	37,5%	-6,6%	2,5%	2,8%
AT	5 149	5 372	6 265	6 491	6 520	6 662	6 810
(Variação média anual)		4,3%	16,6%	3,6%	0,4%	2,2%	2,2%
MAT	1 265	1 377	1 528	1 630	1 694	1 762	1 815
		8,9%	10,9%	6,7%	3,9%	4,0%	3,0%

Fonte: EDP Serviço Universal

A Figura 2-2 permite visualizar a evolução dos fornecimentos de energia eléctrica para o período 1998-2011. Da análise da figura verifica-se que até 2003 os consumos em BT (clientes do comercializador de último recurso e clientes no mercado) cresceram mais do que o total chegando a representar cerca de 55,5% do total dos fornecimentos de energia eléctrica em 2003. A partir desse ano, verifica-se uma redução do peso relativo deste nível de tensão por contrapartida do aumento do peso relativo dos fornecimentos em MAT e AT, até 2008.

Figura 2-2 - Procura de electricidade em Portugal continental



A redução do autoconsumo tem vindo a verificar-se no País, com a adesão dum cada vez maior número de empresas à opção pela venda às redes públicas da totalidade da produção em regime especial, na sequência da publicação da Portaria 399/2002.

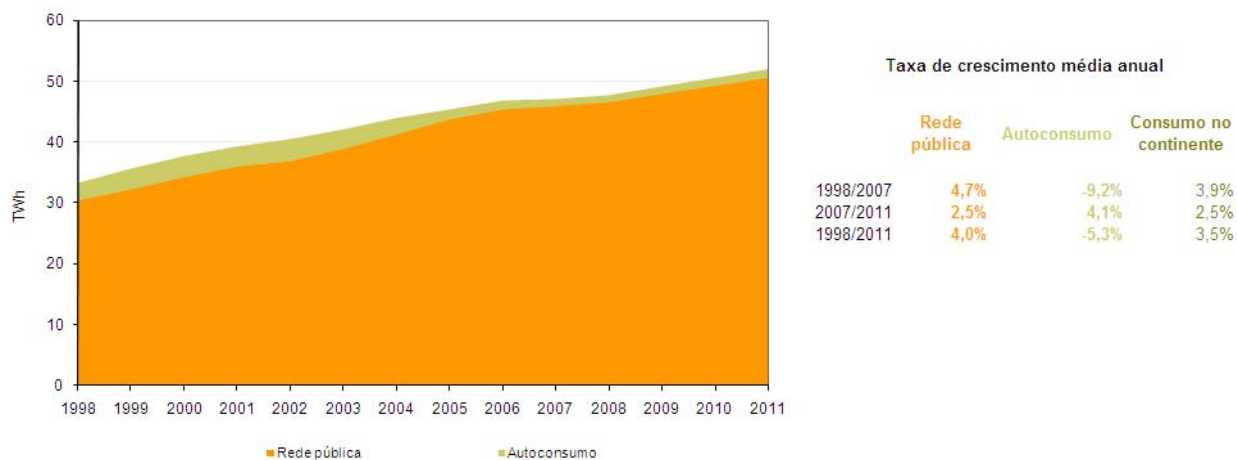
Os valores da produção em regime especial têm vindo a aumentar significativamente nos últimos anos, não só pelo aumento da produção deste tipo de centrais, mas principalmente pela autorização legislativa concedida em 2002 aos cogeneradores de venderem toda a energia eléctrica que produzem à rede e comprarem a energia eléctrica de que necessitam à rede, aos preços dos clientes do comercializador regulado (anteriormente, os cogeneradores só podiam vender ao SEP a energia eléctrica excedente).

Os cogeneradores eram essencialmente produtores de energia eléctrica e de energia térmica (“calor”) para consumo próprio. A energia por eles produzida e consumida localmente é classificada como “autoconsumo”. Este autoconsumo não é contabilizado como consumo dos clientes do comercializador regulado. A legislação publicada em 2002 veio alterar estes conceitos, na medida em que os cogeneradores passam a ter um incentivo em produzir para vender à rede em lugar de produzir para autoconsumo. Esta alteração tem tido as seguintes consequências:

- O autoconsumo tem vindo a diminuir, sendo substituído por crescimento dos consumos dos clientes do comercializador regulado em AT, sem que isso traduza de facto um acréscimo do consumo a nível nacional (trata-se apenas de uma classificação diferente). Daqui resultam taxas de crescimento elevadas em AT nos últimos anos que não correspondem a um crescimento real do consumo.
- Os cogeneradores passaram a vender toda a energia eléctrica que produzem à rede aos preços estabelecidos administrativamente e a comprarem a mesma energia aos preços dos clientes do comercializador de último recurso (substancialmente inferiores).

A Figura 2-3 apresenta a evolução do consumo total no continente evidenciando o peso do autoconsumo no total.

Figura 2-3 - Consumo total no continente



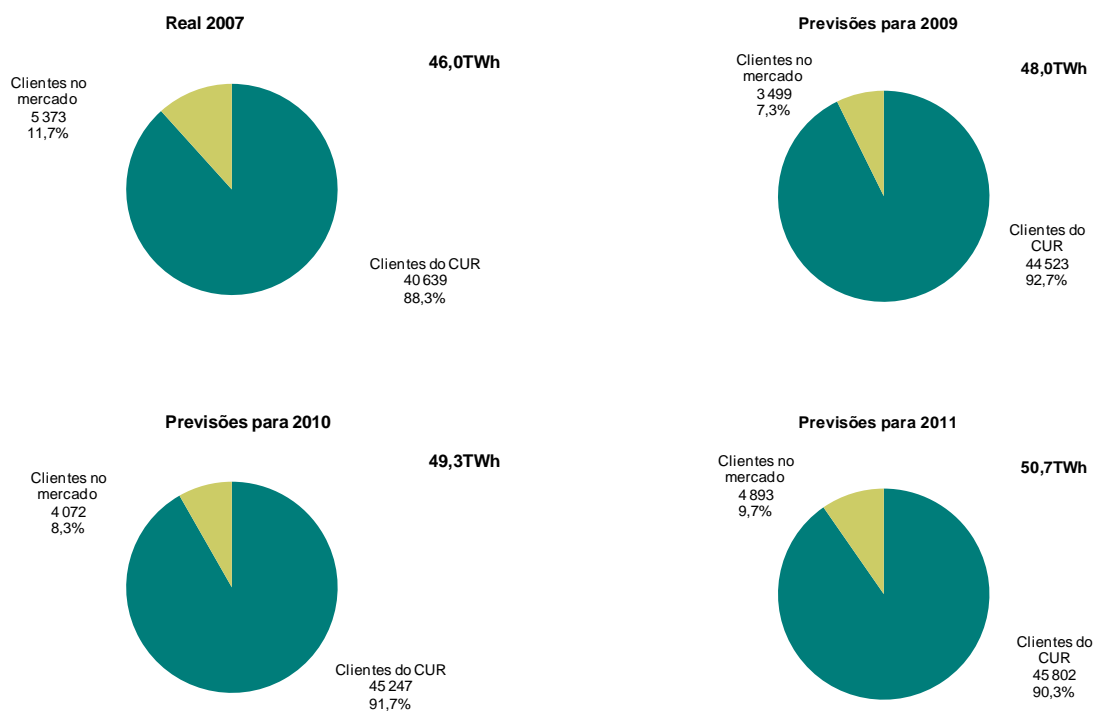
Fonte: EDP Distribuição (rede pública e previsões de autoconsumo 2006 a 2008) e DGE (autoconsumo 1996-2005)

Conforme se pode verificar da análise da Figura 2-3 verifica-se uma desaceleração do crescimento do consumo no continente a partir de 2002 que não se reflecte no consumo abastecido pela rede pública, devido à redução do autoconsumo, nas instalações de cogeração, por contrapartida do seu abastecimento através da rede pública.

A Figura 2-4 e a Figura 2-5 sintetizam as previsões enviadas pela EDP Distribuição, em 2008, para os anos 2009, 2010 e 2011, por segmento de mercado e por nível de tensão respectivamente.

Relativamente às previsões da EDP Distribuição, no período compreendido entre 2009 e 2011, por segmento de mercado (Figura 2-4), a empresa prevê uma diminuição progressiva do peso relativo do consumo dos clientes do comercializador de último recurso.

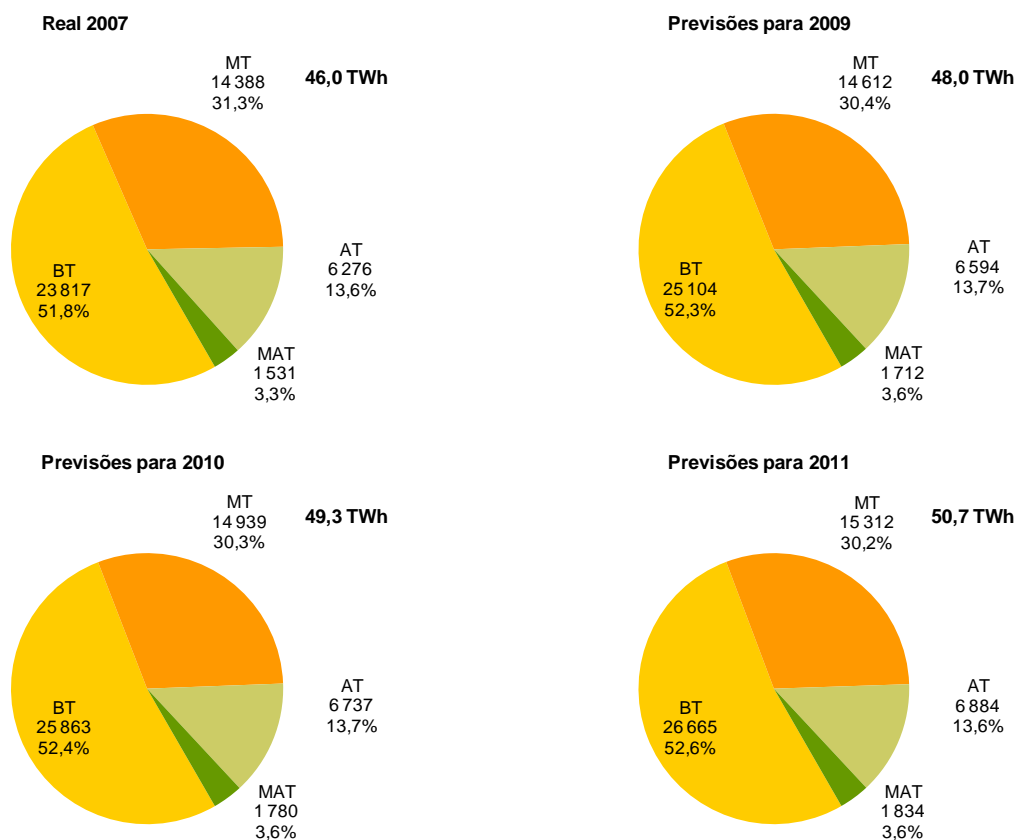
Figura 2-4 - Previsões da EDP Distribuição, para 2009 a 2011, por segmento de mercado



Fonte: EDP Distribuição

Relativamente aos consumos de energia eléctrica por nível de tensão, a EDP Distribuição prevê que no final do período de regulação o peso dos consumos em MAT e BT registem um aumento face ao verificado em 2007. Em contrapartida, os consumos em MT devem observar uma redução de mais de 100 p.p..

Figura 2-5 - Previsões da EDP Distribuição, para 2009 a 2011, por nível de tensão



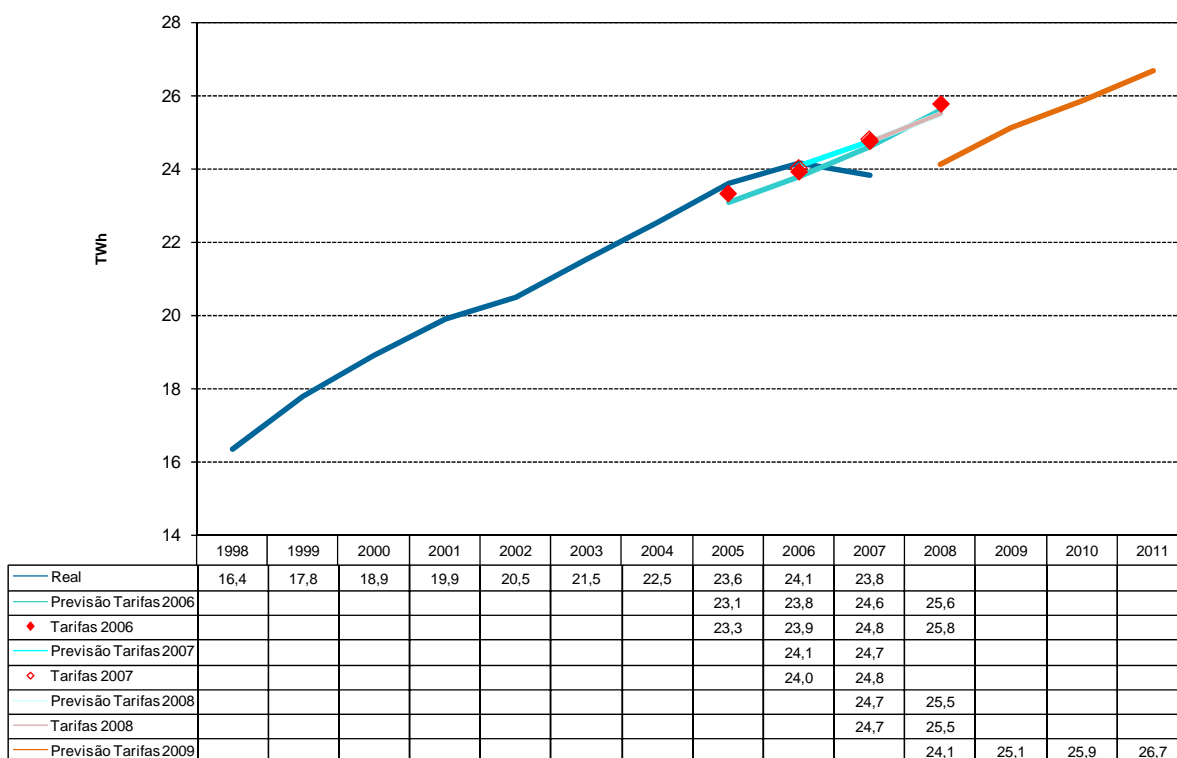
Fonte: EDP Distribuição

CONSUMOS POR NÍVEL DE TENSÃO

As figuras seguintes mostram a evolução dos consumos por nível de tensão no período 1998-2011, onde se apresentam os valores verificados (Real), as previsões efectuadas pelas empresas reguladas desde 1998 (Previsão Tarifas 2006, Previsão Tarifas 2007 e Previsão Tarifas 2008), os valores utilizados na fixação das tarifas (Tarifas 2006 e Tarifas 2007), as novas previsões das empresas reguladas (Previsão Tarifas 2009), bem como as taxas de variação anuais respectivas.

As taxas médias referem-se ao valor médio de crescimento anual no período que se inicia em 1998 e termina no último ano da previsão.

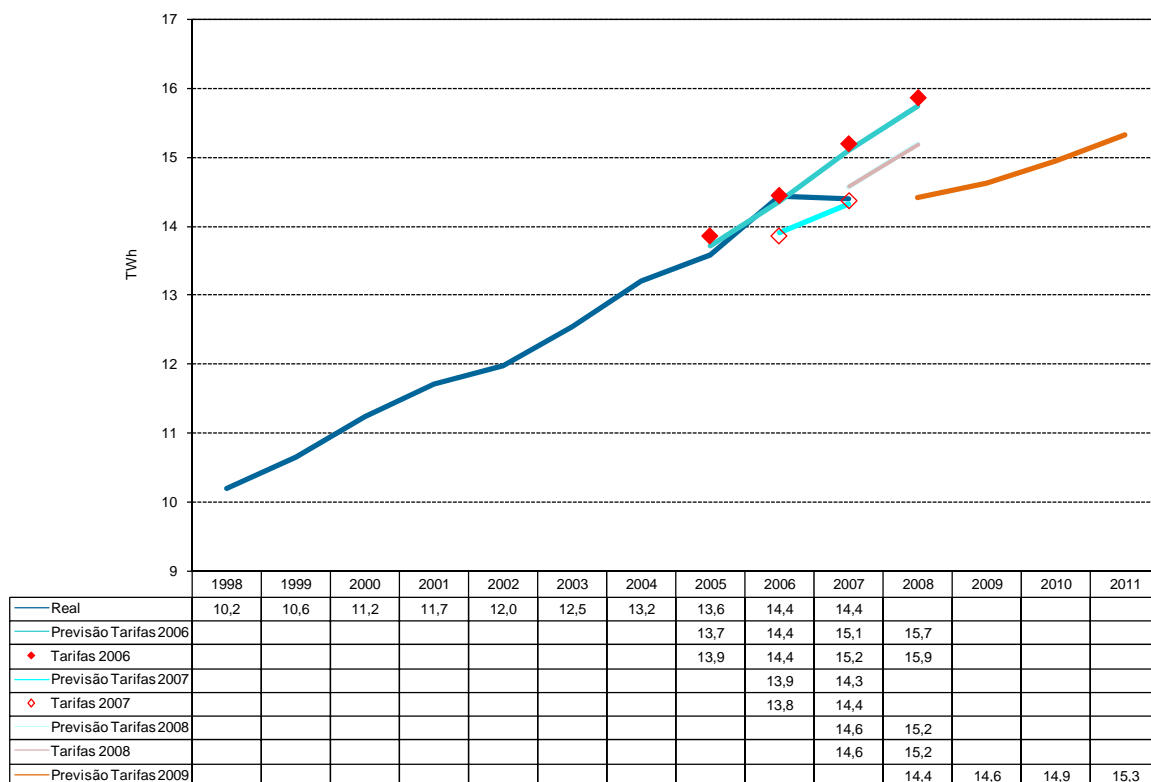
Figura 2-6 - Fornecimentos em BT em Portugal continental



	Tx. Média	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07	2009/08	2010/09	2011/10
Real	4,3%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,7%	4,9%	2,3%					
Previsão Tarifas 2006	4,6%							2,5%	3,0%	3,5%				
Tarifas 2006	4,7%							3,6%	2,6%	3,5%				
Previsão Tarifas 2007	4,7%								2,0%	2,8%				
Tarifas 2007	4,7%								1,7%	3,3%				
Previsão Tarifas 2008	4,5%									2,4%	3,1%			
Tarifas 2008	4,5%									2,4%	3,1%			
Previsão Tarifas 2009	3,8%										1,3%	4,0%	3,0%	3,1%

Fonte: EDP Distribuição e ERSE

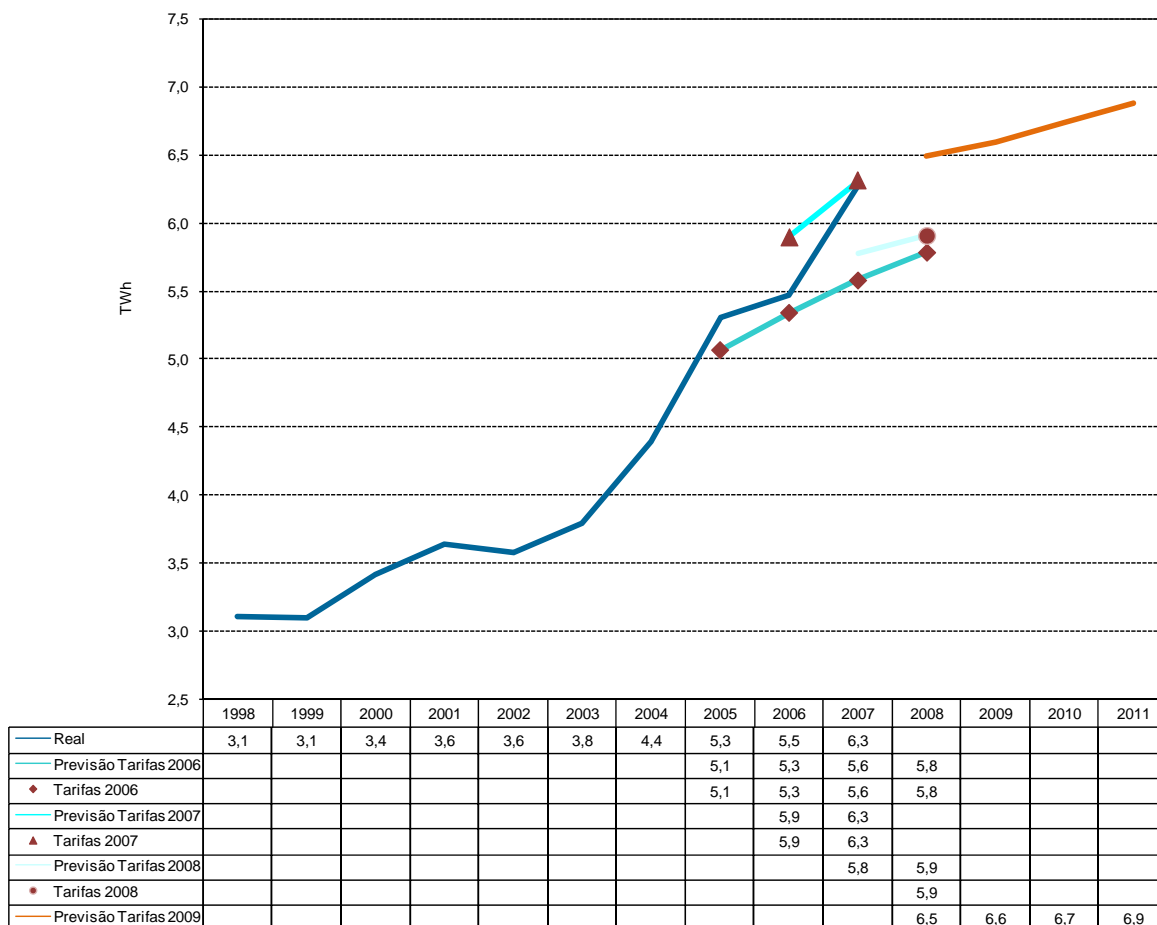
Figura 2-7 - Fornecimentos em MT em Portugal continental



	Tx. Média	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07	2009/08	2010/09	2011/10
Real	3,9%	4,5%	5,5%	4,2%	2,3%	4,7%	5,2%	3,0%	6,2%	-0,2%				
Previsão Tarifas 2006	4,4%							4,0%	4,7%	5,2%	4,3%			
Tarifas 2006	4,5%							5,1%	4,2%	5,2%	4,4%			
Previsão Tarifas 2007	3,9%								2,4%	3,0%				
Tarifas 2007	3,9%								2,0%	3,7%				
Previsão Tarifas 2008	4,1%									1,0%	4,3%			
Tarifas 2008	4,1%									1,0%	4,3%			
Previsão Tarifas 2009	4,2%										0,1%	1,5%	2,2%	2,5%

Fonte: EDP Distribuição e ERSE

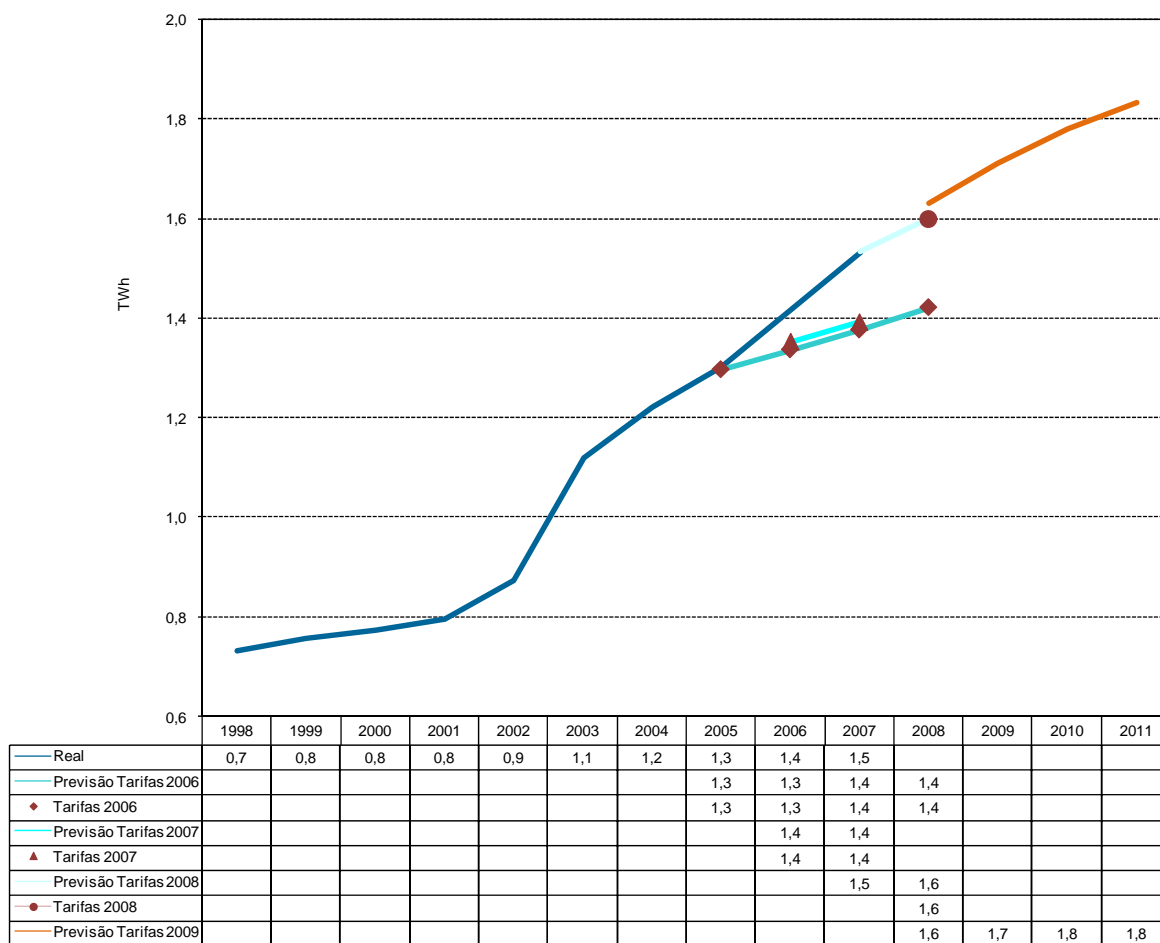
Figura 2-8 - Fornecimentos em AT em Portugal continental



	Tx. Média	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07	2009/08	2010/09	2011/10
Real	8,1%	-0,3%	10,2%	6,7%	-1,6%	6,0%	15,8%	20,7%	3,1%	14,7%				
Previsão Tarifas 2006	6,4%							15,2%	5,4%	4,5%	3,7%			
Tarifas 2006	6,4%							15,2%	5,4%	4,5%	3,7%			
Previsão Tarifas 2007	8,2%								11,1%	7,1%				
Tarifas 2007	8,2%								11,1%	7,1%				
Previsão Tarifas 2008	6,6%									5,5%	2,4%			
Tarifas 2008	6,6%									5,5%	2,4%			
Previsão Tarifas 2009	6,3%										3,5%	1,6%	2,2%	2,2%

Fonte: EDP Distribuição e ERSE

Figura 2-9 - Fornecimentos em MAT em Portugal continental



	Tx. Média	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07	2009/08	2010/09	2011/10
Real	8,5%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	6,6%	8,9%	8,0%				
Previsão Tarifas 2006	6,8%							6,2%	3,1%	3,0%				
Tarifas 2006	6,8%							6,2%	3,1%	3,0%				
Previsão Tarifas 2007	7,4%								3,9%	3,0%				
Tarifas 2007	7,4%								3,9%	3,0%				
Previsão Tarifas 2008	8,1%									8,3%	4,2%			
Tarifas 2008	8,1%									8,3%	4,2%			
Previsão Tarifas 2009	7,3%										6,5%	5,0%	4,0%	3,0%

Fonte: EDP Distribuição e ERSE

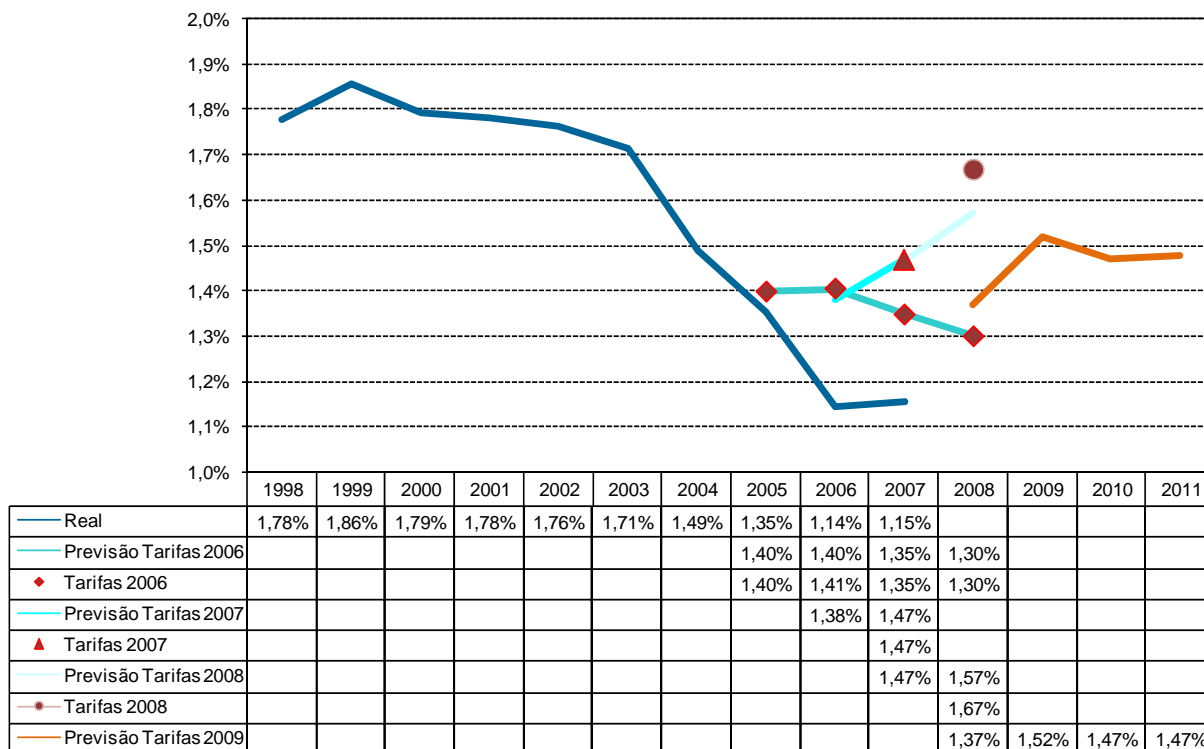
PERDAS

As Figura 2-10 e Figura 2-11 permitem analisar a evolução das perdas na rede de transporte e a sua relação com a energia eléctrica emitida para a rede pública. No período 2003-2006, verificou-se uma redução do valor das perdas, tanto em termos absolutos como percentuais. A REN prevê uma taxa de perdas para 2008 de 1,32%, atingindo 1,47% em 2011.

Figura 2-10 - Perdas na Rede Nacional de Transporte

Fonte: REN e ERSE

Figura 2-11 - Taxa de Perdas na rede de transporte
(Perdas na rede de transporte / emissão para a rede pública x 100)



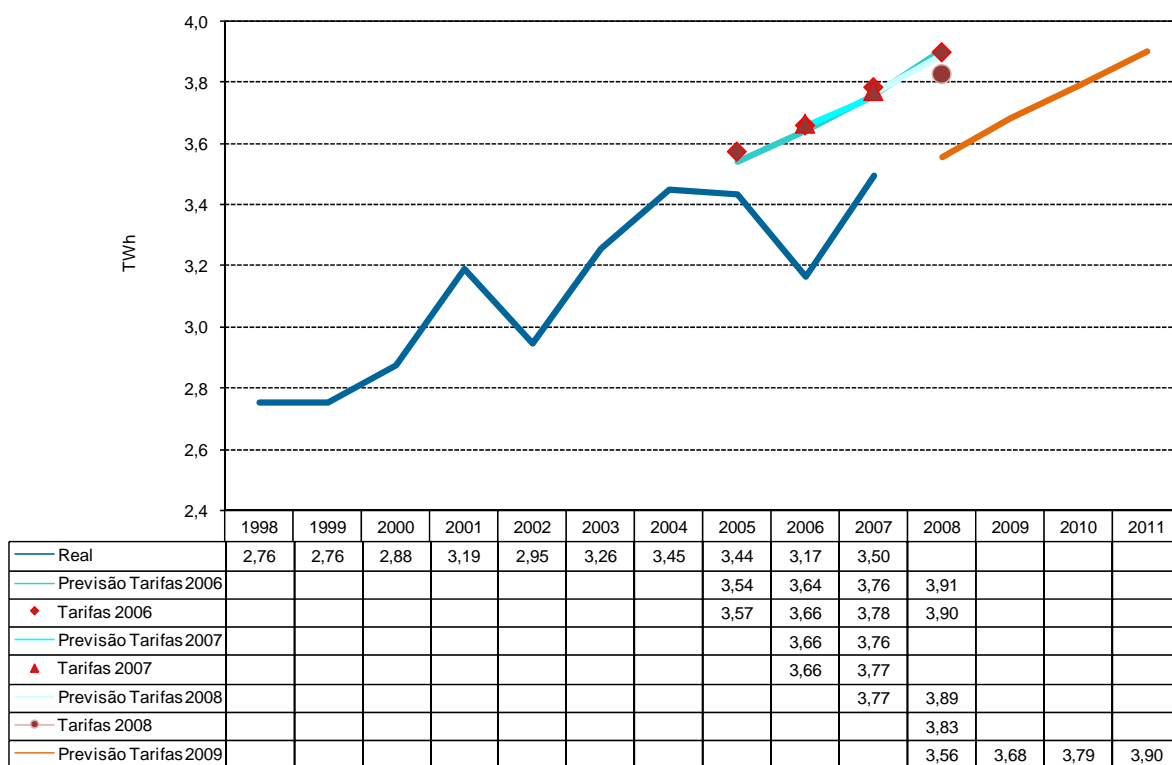
Fonte: REN e ERSE

Na Figura 2-12 e na Figura 2-13 pode analisar-se a evolução das perdas nas redes de distribuição em relação aos fornecimentos a clientes do comercializador regulado e a clientes no mercado (excluindo os fornecimentos em MAT).

A redução da taxa de perdas nas redes de distribuição verificada em 2000 e 2002 resulta do facto de alguns produtores em regime especial, nomeadamente cogeneradores, terem deixado de produzir energia eléctrica devido ao elevado preço dos combustíveis e terem passado a consumir energia eléctrica proveniente da rede pública. Como os consumos se efectuam em Média Tensão originam menores níveis de perdas de energia eléctrica. Em 2005 e em 2006, conforme anteriormente mencionado, a redução da taxa de perdas resultou da “recuperação de facturação de anos anteriores”.

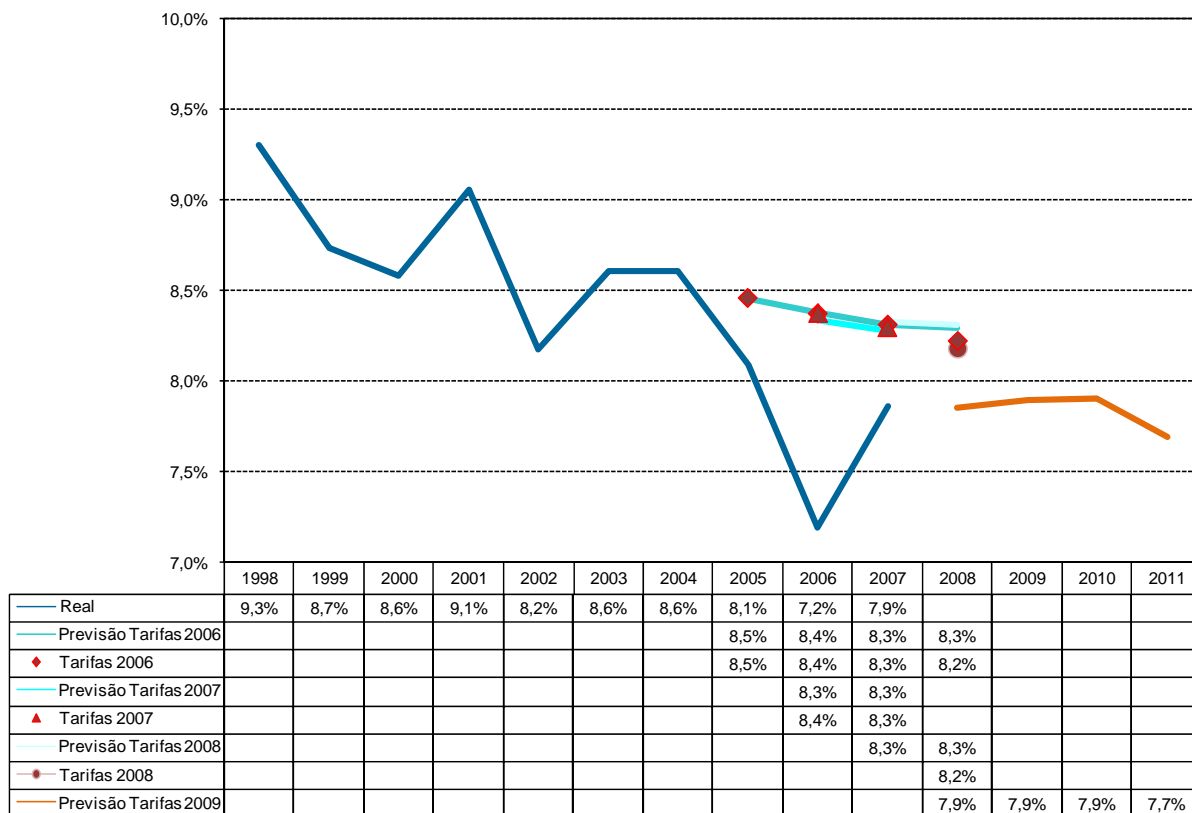
A EDP Distribuição prevê uma taxa de perdas de 7,9% para os anos 2008-2010 e de 7,7% para 2011. No que se refere a 2008, a taxa de perdas é inferior aos parâmetros fixados pela ERSE de 8,2%.

Figura 2-12 - Perdas na rede de distribuição de Portugal continental



Fonte: EDP Distribuição e ERSE

Figura 2-13 - Taxa de perdas nas redes de distribuição de Portugal continental
(perdas / fornecimentos a clientes do comercializador regulado e clientes no mercado, excluindo fornecimentos em MAT) x 100



Fonte: EDP Distribuição e ERSE

2.2 REDE ELÉCTRICA NACIONAL – REN

2.2.1 ANÁLISE GLOBAL

A concessão de exploração da RNT foi atribuída pelo Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de Julho de 1995, tendo o respectivo contrato sido celebrado em 6 de Setembro de 2000. Em 15 de Julho de 2007, por escritura, foi modificado o Contrato de Concessão da Actividade de Transporte de Electricidade, nos termos do disposto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto. A concessão tem a duração de 50 anos, contados a partir da data da assinatura desta modificação do contrato.

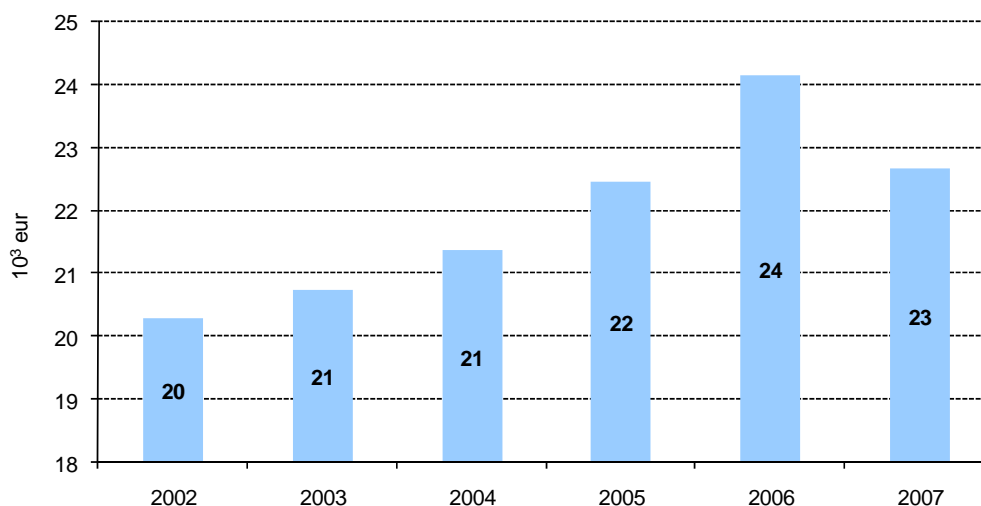
A transposição da Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho, alterou profundamente o quadro do sector eléctrico, estabelecendo regras comuns para o mercado interno de electricidade, de que se destaca a necessidade de separação das actividades exercidas em regime de mercado das actividades reguladas, normalmente exercidas em regime de monopólio. Nesse sentido o

novo enquadramento legislativo, já igualmente transposto em termos regulamentares pela ERSE, passou a cometer a REN – Rede Eléctrica Nacional à exploração do Transporte de Electricidade em muito alta tensão e à Gestão Global do Sistema, extinguindo a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

Paralelamente, é criada a partir de 1 de Julho de 007 a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do agente comercial, com o objectivo de adquirir a energia produzida pelos CAE remanescentes, Central da Tapada do Outeiro (Turbogás) e Central do Pego (Tejo Energia), cuja gestão foi transferida para a REN – Trading, S.A..

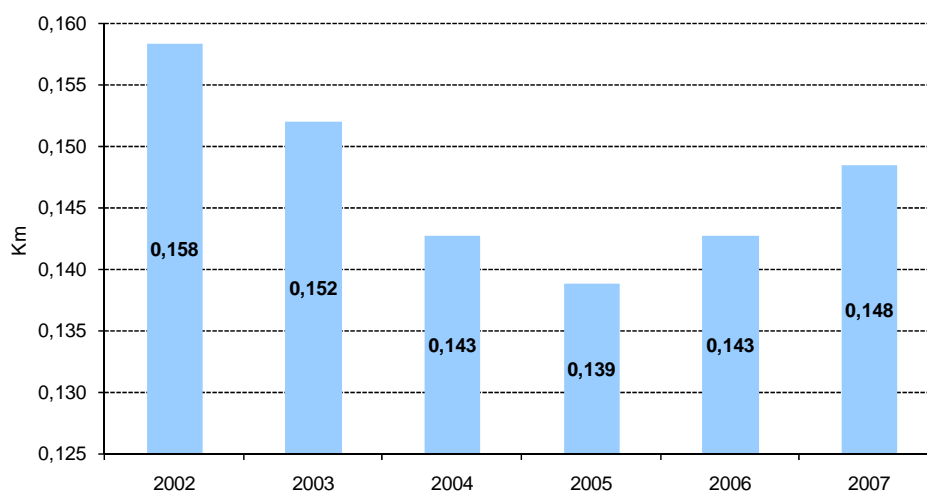
Apresentam-se seguidamente alguns indicadores caracterizadores da eficiência operacional da REN, no período compreendido entre 2002 e 2007:

Figura 2-14 - Custos operacionais por Km de linha



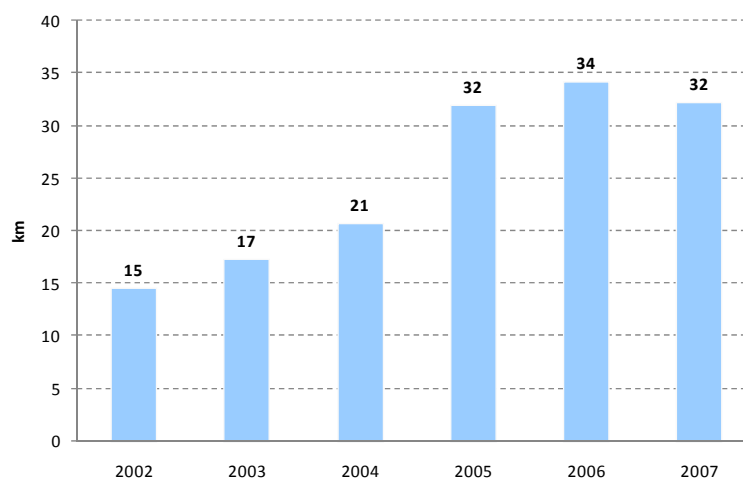
Fonte: REN

Figura 2-15 - Km de linha por consumo total



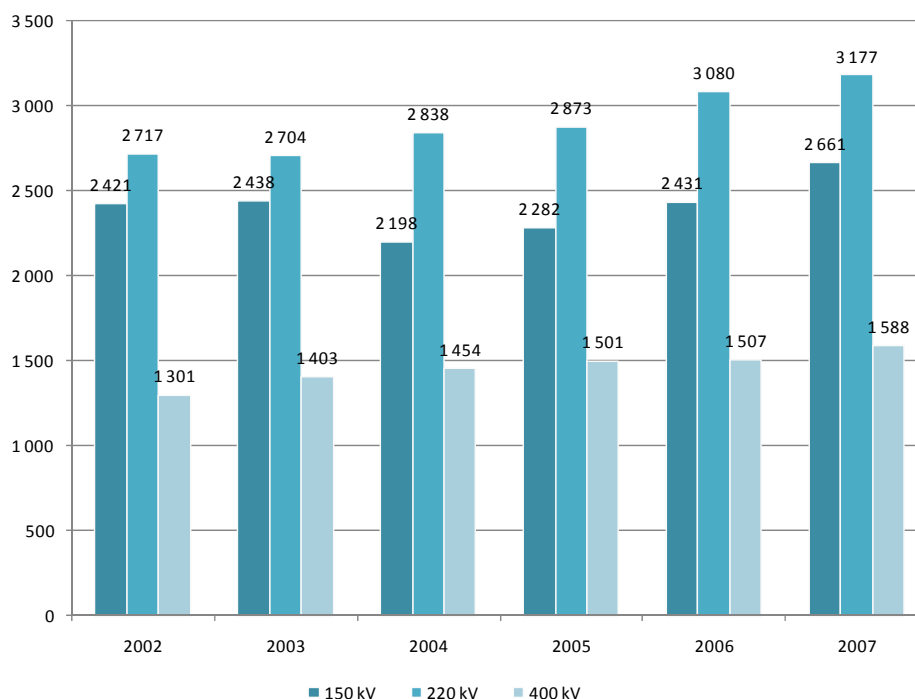
Fonte: REN

Figura 2-16 - Investimento a custos técnicos por Km de linha



Fonte: REN

Figura 2-17 – Evolução do comprimento de linhas



Fonte: REN

Para 2007 os custos operacionais por km de linha diminuíram ligeiramente devido à diminuição notória dos custos com o OMIP e OmiClear.

A REN regista um aumento gradual do comprimento da rede, com uma taxa de crescimento global entre 2002 e 2007, de 2,9%. Em termos de nível de tensão, a rede 400 kv é a que registou um aumento médio anual mais significativo de 4,1%.

O segundo indicador, Km de linha por consumo total, evidencia até 2005 uma maior utilização da rede de transporte, pois o consumo¹ aumenta em média 5% nos anos em análise sem o correspondente aumento da rede. Quanto aos anos de 2006 e 2007 verifica-se que o consumo aumenta cerca de 2% nos dois anos, e registando aumentos da rede de cerca de 5% e 6 %, respectivamente.

No que se refere ao investimento a custos técnicos por km de linha, apresenta uma diminuição de 2006 para 2007, justificado essencialmente pelo comprimento das linhas de MAT terem aumentado cerca de 6% e o nível de investimento manteve-se.

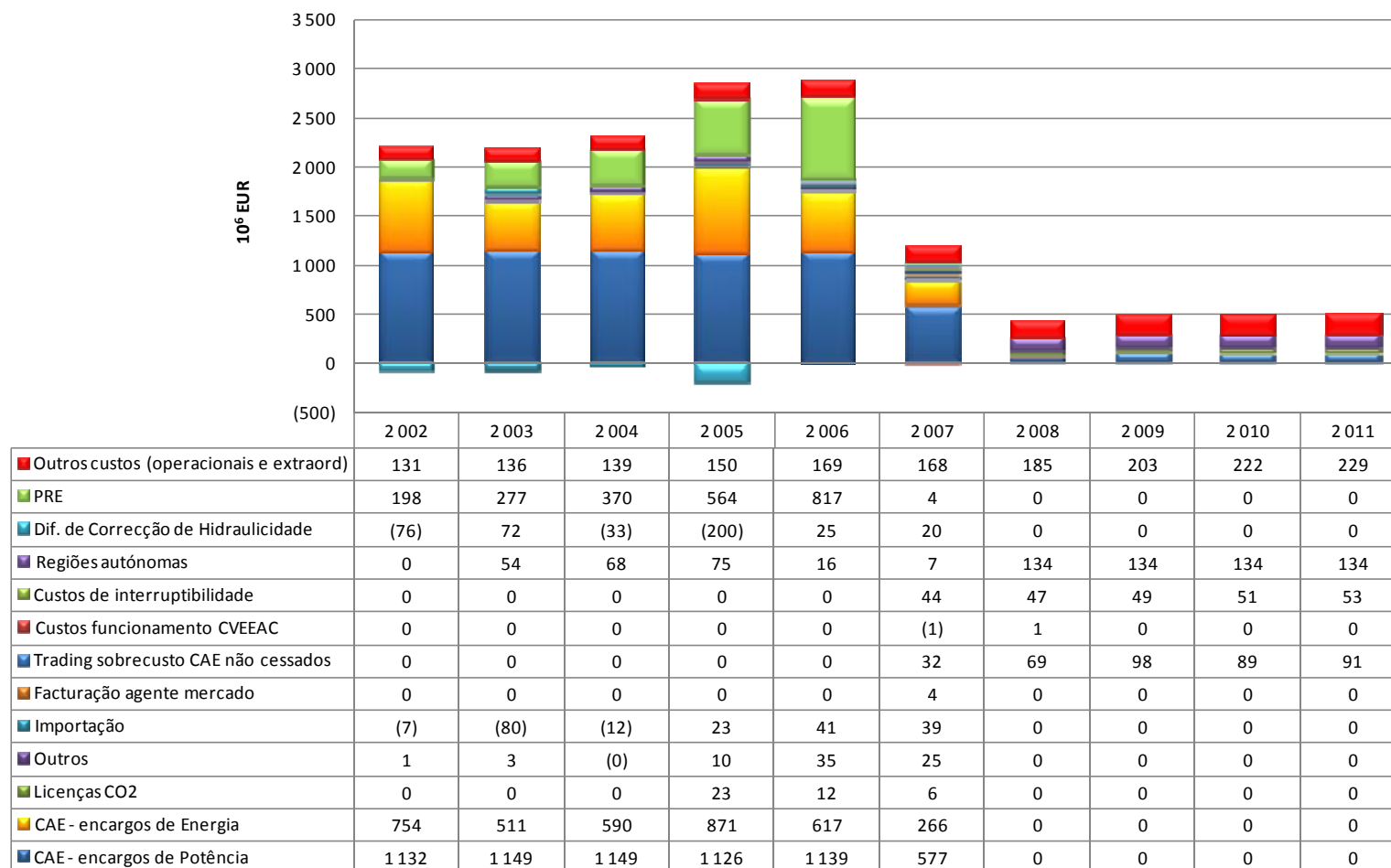
A Figura 2-18, que apresenta os custos considerados pela REN para efeitos de regulação para o período compreendido entre 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de

¹ A energia transitada na rede de transporte não inclui a energia fornecida pela PRE

regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

São visíveis as alterações verificadas na REN resultantes da nova organização do sector.

Figura 2-18 - Custos da REN para efeitos de regulação
(preços correntes)



Fonte: REN

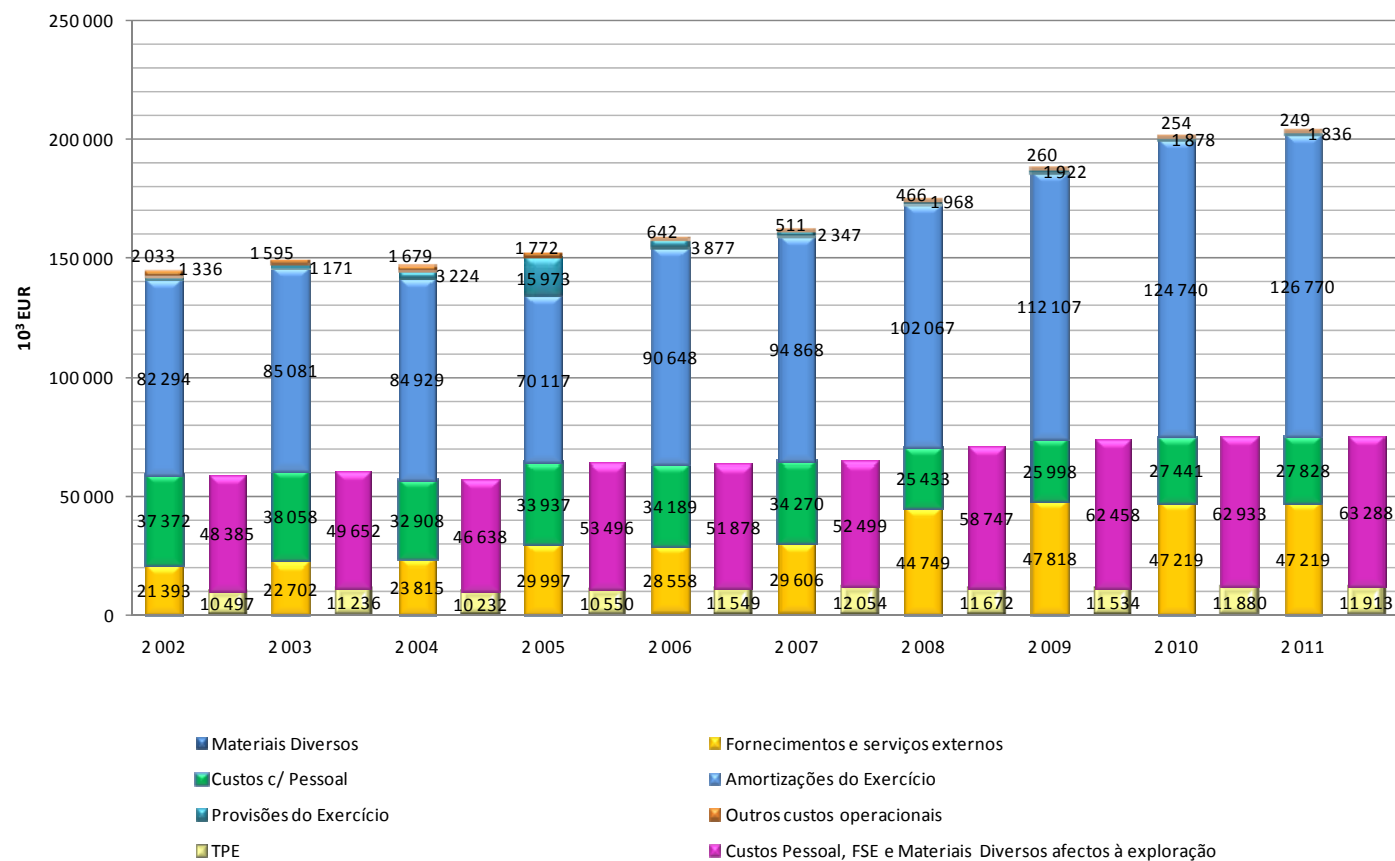
Em 2005 e 2006 registou-se um aumento dos custos totais, tendência já evidenciada nos anos anteriores, continuando os custos com a aquisição de energia à produção em regime especial (PRE) e aos CAE, isto é, os encargos de energia e de potência, a serem os grandes responsáveis por esta evolução. Os anos seguintes espelham uma diminuição significativa dos custos com aquisição de energia aos produtores vinculados reflectindo a cessação dos CAE da EDP Produção.

Além disso, tal como previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, complementado pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, com o início do funcionamento do mercado organizado no âmbito do MIBEL em 1 de Julho de 2007, a REN enquanto operador da Rede Nacional de Transporte, deixou de registar os custos com a aquisição à PRE, responsabilidade que passou a ser assumida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal).

A Figura 2-19 apresenta a evolução dos custos operacionais com origem na REN para o período em análise. Para além destes custos a REN suporta igualmente outros custos impostos por via legislativa, identificados regulamentarmente como custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, que se encontram afectos à Actividade de Gestão Global do Sistema, apresentados no ponto 2.2.2.2.

Figura 2-19 - Custos Operacionais da REN

(preços constantes de 2008)



Fonte: REN

Verifica-se que os custos operacionais aumentaram gradualmente entre 2002 e 2007, prevendo a REN a continuação desta tendência para 2008 e para o novo período regulatório. As amortizações do exercício são a rubrica com maior peso no total desses custos e a que regista aumentos mais significativos. Este acréscimo das amortizações é resultado do incremento registado nos investimentos que a REN tem vindo a efectuar e que prevê manter nos próximos anos.

Outra rubrica a salientar é a das Provisões que em 2005 regista um aumento de 400%, o que resultou, essencialmente, da constituição de provisões para processos judiciais e de provisões referentes ao fundo de pensões e outros benefícios do pessoal.

Relativamente aos custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos a análise deve ter em conta a parte destes custos imputada ao investimento, cujo montante é contabilizado na rubrica de trabalhos para a própria empresa (TPE). Como a REN não desagrega os TPE por rubrica de custo, a análise terá de ser feita pelo valor global. De destacar o ano de 2006, em que se regista um decréscimo de 1,3% nos FSE de exploração, tendo os TPE verificado um aumento de 9%.

Em Outubro de 2006, na sequência da reestruturação do sector energético nacional, os activos associados “ao terminal de gás natural liquefeito, em Sines, parte das instalações de armazenagem de gás natural, no Carriço, e os equipamentos da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RNTGN)”, passaram a integrar os activos de 3 novas sociedades constituídas no seio do Grupo REN, respectivamente, REN Atlântico, REN Armazenagem e REN Gasodutos. Na sequência desta reestruturação, e da operação de privatização de parte do capital da REN SGPS entretanto ocorrida, o Grupo REN tem vindo a operar uma reorganização interna tendo como objectivo a optimização dos recursos internos que aumentaram com a integração das actividades afectas ao negócio do gás natural.

Nesse sentido, a REN criou no decorrer de 2008 a REN Serviços, sociedade para onde foram transferidas todas as funções do Grupo que constituem serviços de apoio às restantes sociedades do Grupo REN, sendo os custos partilhados por todos.

De 2007 para 2008 em resultado da reafecção de recursos e conseqüente partilha de custos, a REN estima um aumento significativo dos fornecimentos e serviços externos.

Quadro 2-6 - Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal da REN

10³ EUR

	2007 REAL		2008 em 2008		Variação 2007/2008	
	FSE	Pessoal	FSE	Pessoal	FSE	Pessoal
AEE	1 320	1 697	0	0	-100%	-100%
GGS	5 040	8 029	9 510	5 751	89%	-28%
TEE	22 467	23 643	35 240	19 682	57%	-17%
Total	28 827	33 369	44 750	25 433	55%	-24%

Fonte: REN

No Quadro 2-6 pode-se ver este efeito, verificando-se que este significativo aumento dos fornecimentos e serviços externos em grande parte só é compensado através da diminuição dos custos com pessoal.

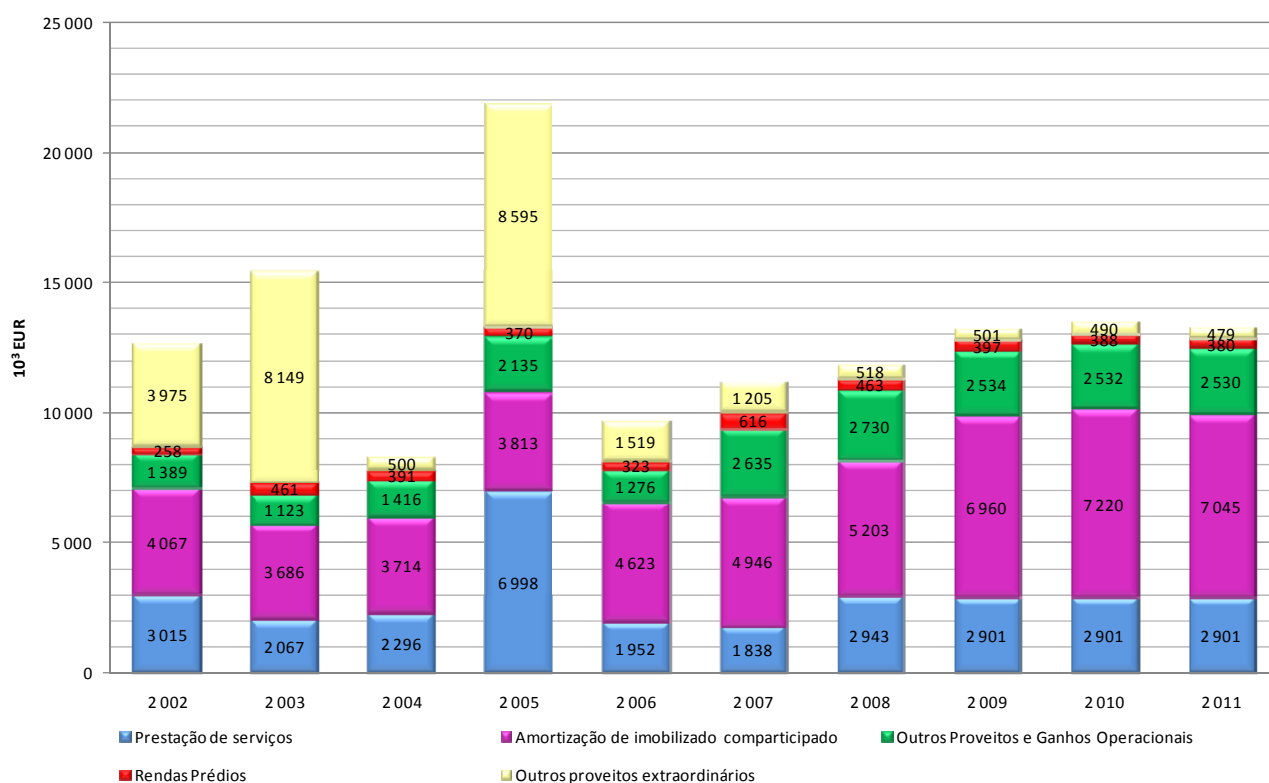
A REN entretanto justifica que para além desta reafecção houve custos que foram adiados de 2007 para 2008, nomeadamente relacionados com a conservação e reparação.

Para 2009, a evolução dos fornecimentos e serviços externos encontra-se em linha com o previsto para 2008, prevendo ainda a REN que no próximo ano venham a ocorrer custos acrescidos decorrentes da obrigação legal de limpeza de florestas e, assim como, da necessidade de um novo sistema informático para o gestor de mercado (SIGO), um novo SIME, uma nova plataforma de tratamento de informação de mercado e a sua disponibilização aos agentes através da internet.

Em conclusão, para o período 2008 a 2011, a REN prevê que os custos de exploração continuem a registar o mesmo comportamento do período 2002-2007.

Na Figura 2-20 apresenta-se a evolução dos proveitos operacionais da REN, não incluindo os TPE.

Figura 2-20 - Proveitos Operacionais da REN
(preços constantes de 2008)



Fonte: REN

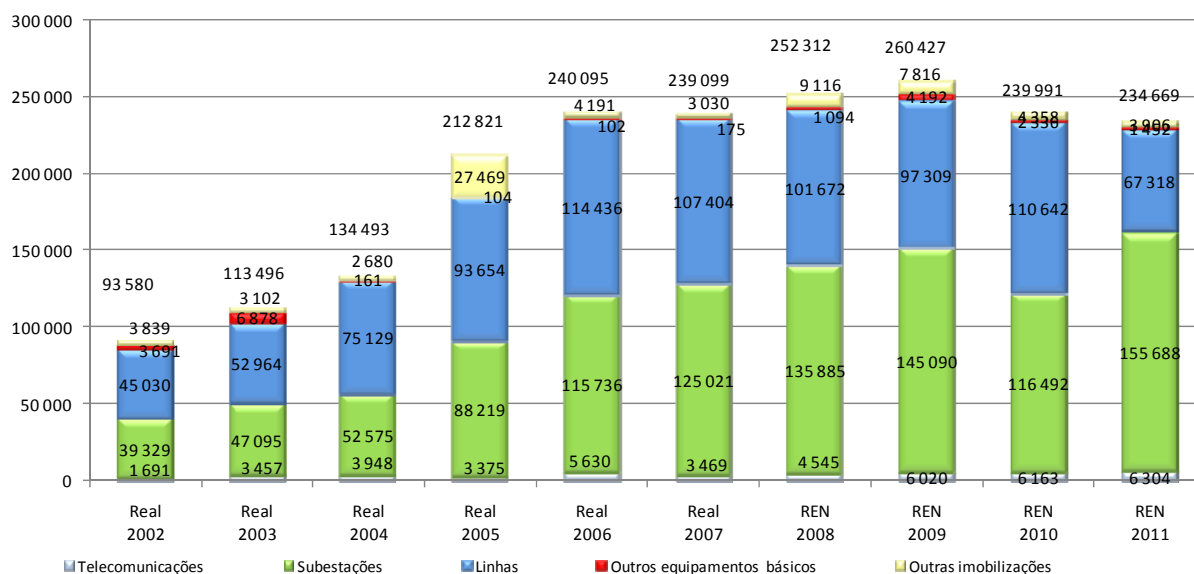
Salienta-se o aumento significativo em 2005 devido, essencialmente, ao acréscimo da rubrica de prestação de serviços e da rubrica de outros proveitos extraordinários. Nesta última rubrica o aumento resulta da utilização das provisões, pois a provisão referente a subsídio de morte criada este ano, e já referida aquando da análise dos custos, integrava a respeitante a actos médicos que veio a sofrer uma redução na ordem dos 6.700 milhões de euros.

Registe-se ainda o crescimento das amortizações relativas aos subsídios ao investimento previstos pela REN.

Conforme se pode observar na Figura 2-21, o investimento a custos técnicos² da REN tem evoluído de forma crescente ao longo dos anos.

² Não inclui encargos financeiros

Figura 2-21 - Investimentos a custos técnicos da REN
(preços correntes)



Fonte: REN

Os investimentos efectuados pela REN até 2008, desde 2002, ascendem a 1.033.584 milhões de euros, dos quais 47% e 45% respeitam, respectivamente, a linhas e a subestações.

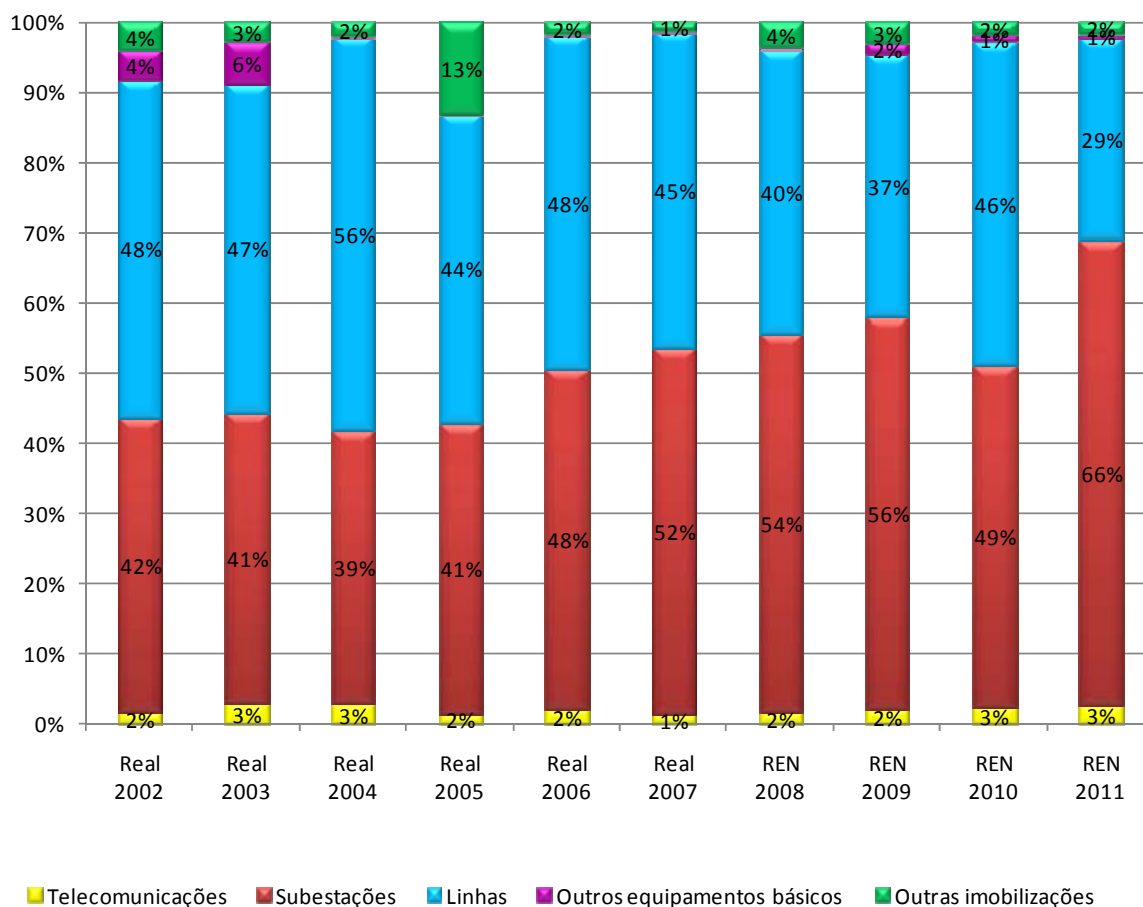
A construção, ampliação de subestações e a construção e *upratings* de linhas, para fazer face, nomeadamente, ao esforço de introdução das energias renováveis, justificam os acréscimos que se têm vindo a registar nos últimos anos.

Para 2010 e 2011 a REN prevê uma ligeira diminuição no investimento, sendo o decréscimo para 2010 nas subestações e para 2011 nas linhas.

É ainda de destacar o montante de outras imobilizações verificado em 2005 devido à aquisição pela REN do edifício da sede.

O peso dos investimentos da REN apresenta-se na Figura 2-22.

Figura 2-22 - Peso dos investimentos da REN



Fonte: REN

A análise da figura permite verificar que a evolução da estrutura do investimento regista uma tendência, ao longo do período em análise, de uma predominância do peso das subestações. Salienta-se que até 2005 as linhas apresentavam um investimento superior ao das subestações, tendo a partir desse ano, diminuído o seu peso. Em 2011 denota-se um aumento substancial das subestações.

2.2.2 ANÁLISE DESAGREGADA POR ACTIVIDADES

Neste ponto será feita uma breve análise das actividades reguladas: Aquisição de Energia Eléctrica (AEE), Gestão Global do Sistema (GGS) e Transporte de Energia Eléctrica (TEE).

2.2.2.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Tal como referido anteriormente, a partir de 1 de Julho apenas se mantêm afectos à REN os CAE relativos à Central da Tapada do Outeiro (Turbogás) e à Central do Pego (Tejo Energia), cuja gestão foi transferida para a REN – Trading. Assim, os valores apresentados para 2007 na actividade de Aquisição

de Energia Eléctrica, são relativos ao primeiro semestre, incluindo ajustamentos relativos a períodos anteriores.

A REN enviou as previsões referentes aos resultados regulados ocorridos para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica nos anos de 2008 e 2009 nos montantes de 1 045 milhares de euros e de 3 412 milhares de euros respectivamente. Referem-se a desvios recuperados e facturações atrasadas, relativas ao 1.º semestre de 2007.

A actividade de Aquisição de Energia dependia sobretudo de duas componentes: o encargo de energia dos CAE e o encargo de potência calculados consoante o estabelecido nos CAE.

ENCARGO DE ENERGIA

Seguidamente apresentamos a variação do encargo de energia nos anos de 2005, 2006 e 1.º semestre de 2007:

Quadro 2-7 - Encargo de Energia

Unidade: 10³ EUR

	2005	2006	Jan-Jun 2007
Encargo energia centrais EDP	514 523	298 619	114 656
Encargo energia Tejo Energia	123 654	92 477	49 066
Encargo energia Turbogás (a)	267 938	225 740	103 602
Total encargo energia	906 115	616 836	267 324
Encargo energia com correcção de hidraulicidade (custos de produção)	705 896	641 942	287 822

Fonte: REN

Como já mencionado no ano anterior, o encargo de energia diminuiu significativamente de 2005 para 2006 fruto da menor produção das centrais térmicas, devido ao ano ter sido mais húmido do que o ano anterior.

O encargo de energia varia consoante o custo de combustíveis e a produção. Seguidamente, são apresentados os custos de produção ocorridos nos anos de 2005, 2006 e no 1.º semestre de 2007.

Quadro 2-8 - Energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas

Unidade: Gwh

	2005	2006	Jan-Jun 2007
Carregado	1 185	238	99
Setúbal	3 557	1 227	457
Sines	9 536	9 632	3 681
Restantes centrais térmicas EDP	236	218	61
Total hídricas líquidas de bombagem	3 748	8 954	5 760
Total EDP	18 263	20 268	10 058
Tejo Energia	4 701	4 376	1 725
Turbogás	6 287	4 060	2 174
Total	29 251	28 704	13 957

Fonte: REN

De referir que não se pode comparar entre 2006 e o 1.º semestre de 2007, pois os primeiros 6 meses do ano são normalmente os mais húmidos e, como tal, não podem ser extrapolados para todo o ano.

A Figura 2-9 regista a evolução recente dos custos dos combustíveis consumidos nos principais centros produtores termoeléctricos.

Quadro 2-9 - Custo dos combustíveis consumidos nos principais centros produtores termoelétricos

		2005	2006 (1)	Jan-Jun 2007 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Setúbal (fuelóleo)	€/t	215,8	270,9	195,5	-28%
Sines (Carvão)	€/tec	65,5	54,7	62,3	14%
Tapada do Outeiro (Gás Natural)	10 ³ €/m ³	235,9	289,4	269,7	-7%

Fonte: REN

Registe-se o forte aumento entre 2005 e 2006 do custo unitário do fuelóleo em Setúbal, de cerca de 26%, bem como o do gás natural de cerca de 23%; por seu lado, o custo unitário do carvão diminuiu neste período em mais de 16%. No 1.º semestre de 2007, estas tendências invertem-se sendo que os custos dos combustíveis relacionados com o preço do fuelóleo e do gás natural diminuem enquanto o custo do carvão aumenta.

Quadro 2-10 - Encargo de energia unitário

Unidade: €/Mwh

	2005	2006 (1)	Jan-Jun 2007 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
Encargo de energia unitário EDP sem correcção de hidraulicidade	28,173	14,734	11,400	-22,6%
Encargo de energia unitário Tejo Energia sem correcção de hidraulicidade	26,302	21,133	28,444	34,6%
Encargo de energia unitário Turbogás sem correcção de hidraulicidade (a)	42,619	55,602	47,655	-14,3%
Encargo de energia unitário sem correcção de hidraulicidade	30,977	21,490	19,153	-10,9%
Encargo de energia unitário com correcção de hidraulicidade	24,132	22,364	20,622	-7,8%

Nota: (a) Inclui fluxos financeiros com a Transgás

Fonte: REN

Estas tendências de evolução dos preços dos combustíveis reflectiram-se no encargo de energia unitário. Assim, verifica-se que, exceptuando a central térmica a carvão da Tejo Energia, o encargo de energia unitário sem correcção de hidraulicidade diminuiu de 2006 para o 1.º semestre de 2007.

ENCARGO DE POTÊNCIA

Pode-se verificar no Quadro 2-11, que o encargo de potência aumentou ligeiramente de 2005 para 2006 nas centrais da EDP Produção e na Turbogás, tendo-se mantido no 1.º semestre de 2007.

O encargo de potência das centrais resulta do produto do encargo fixo, que de uma forma genérica remunera o investimento da central, e do factor de disponibilidade, que premeia a disponibilidade verificada da central face à disponibilidade contratada.

Quadro 2-11 - Encargo de potência

Unidade: 10³ EUR

	2005	2006	Jan-Jun 2007
Encargo potência EDP Produção	916 324	934 720	468 989
Encargo potência Tejo Energia	105 881	96 495	50 678
Encargo potência Turbogás	103 412	107 341	56 696

Fonte: REN

Observa-se que, regra geral, o coeficiente de disponibilidade das centrais no primeiro semestre de 2007 foi muito próximo do verificado em 2006.

Quadro 2-12 - Evolução do coeficiente de disponibilidade médio

	2005	2006 (1)	Jan-Jun 2007 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Média aproveitamentos hidroeléctricos	1,042	1,040	1,039	-0,1%
Média centrais térmicas	1,054	1,052	1,059	0,7%
Média centrais EDP	1,047	1,045	1,050	0,5%
Tejo Energia	1,029	1,008	1,025	1,7%
Turbogás	1,036	1,029	1,043	1,3%

Fonte: REN

O encargo fixo está dependente do comportamento das diferentes variáveis monetárias, às quais o investimento a remunerar está indexado.

No Quadro 2-13 apresentam-se os valores médios verificados em 2005, 2006 e no 1.º semestre de 2007 de algumas variáveis monetárias. Observa-se que estas evoluíram de forma diferente relativamente a 2006. Enquanto a taxa de inflação diminuiu, a taxa de juro de curto prazo aumentou. A primeira variável influencia sobretudo as centrais da EDP, enquanto a segunda as centrais da Turbogás e da Tejo Energia.

Quadro 2-13 - Principais variáveis monetárias utilizadas no encargo de potência

	Verificado em 2005	Verificado em 2006	Verificado 1º semestre 2007
Taxa de Inflação Portugal (a)	2,10%	3,10%	2,60%
Taxas de juro curto prazo (b)	2,19%	3,08%	3,90%

Notas:

(a) IHPC média nacional do ano, dado INE

(b) Média anual das taxas de juro de curto prazo, zona Euro, dados OCDE

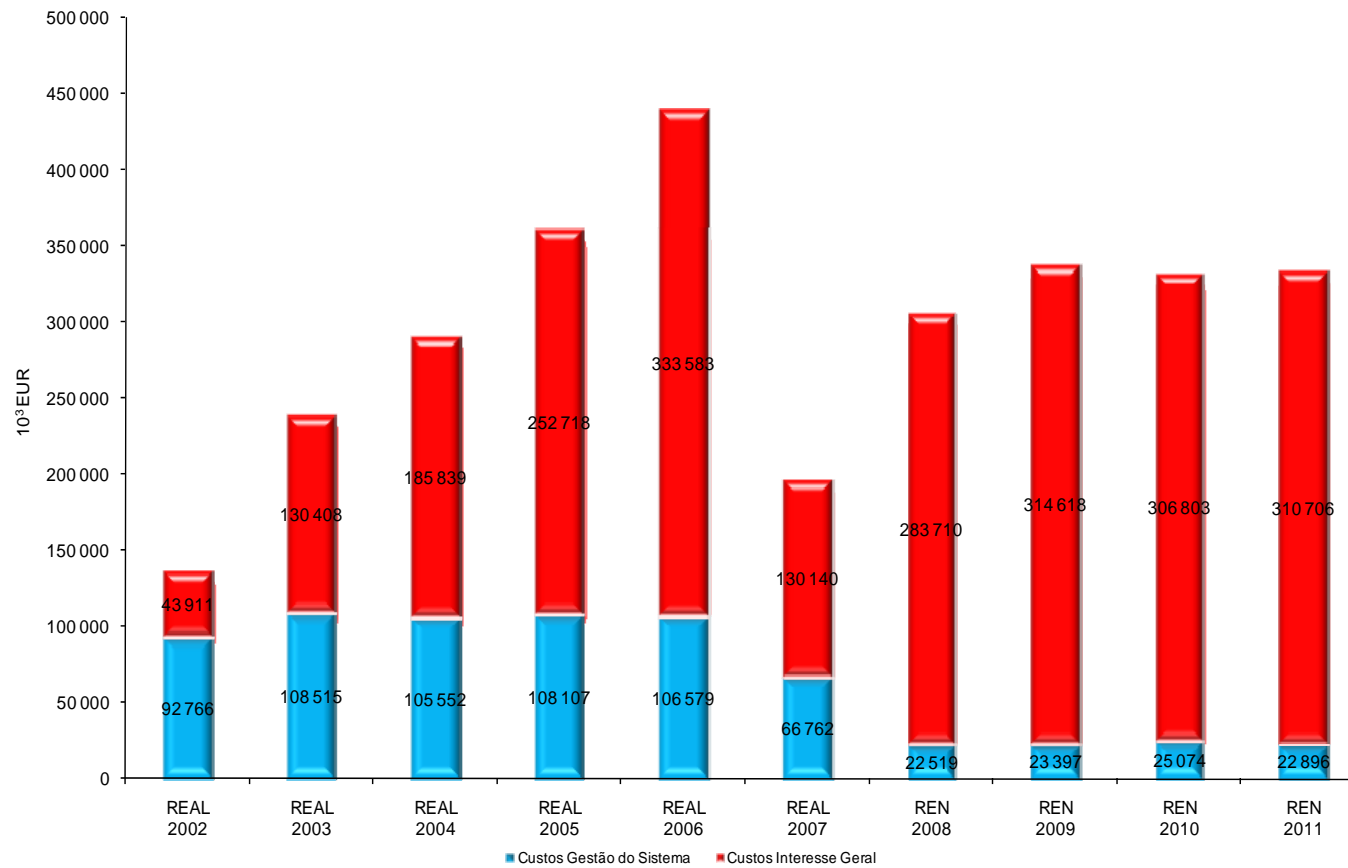
2.2.2.2 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) a partir de 2007 passa a ser separada, em termos regulamentares, nos seguintes tipos de custos:

- Custos de gestão do sistema, que, como o nome indica, representam os custos inerentes à operação do sistema eléctrico associados ao Gestor do Sistema e ao Acerto de Contas;
- Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG), que como já referimos, resultam de decisões exógenas à REN;

Na Figura 2-23 apresenta-se a evolução dos custos associados a cada uma destas parcelas verificados entre 2002 e 2007, os estimados pela REN para 2008 e as suas previsões para o novo período regulatório.

Figura 2-23 - Custos totais da actividade de Gestão Global do Sistema
(preços correntes)



Fonte: REN

Verifica-se que os custos da actividade evoluíram de forma crescente até 2006, representando os CIEG maior parcela.

O grande aumento daqueles custos resulta do sobrecusto com a PRE e com as regiões autónomas e da remuneração dos terrenos das centrais que teve início em 2006. As alterações verificadas em 2007 estão relacionadas com a transferência dos custos com a PRE desta actividade e com as transferências para as regiões autónomas.

Para o período de 2008 a 2011 prevê-se um aumento dos custos de interesse geral, justificado essencialmente pelo sobrecusto dos CAE não cessados.

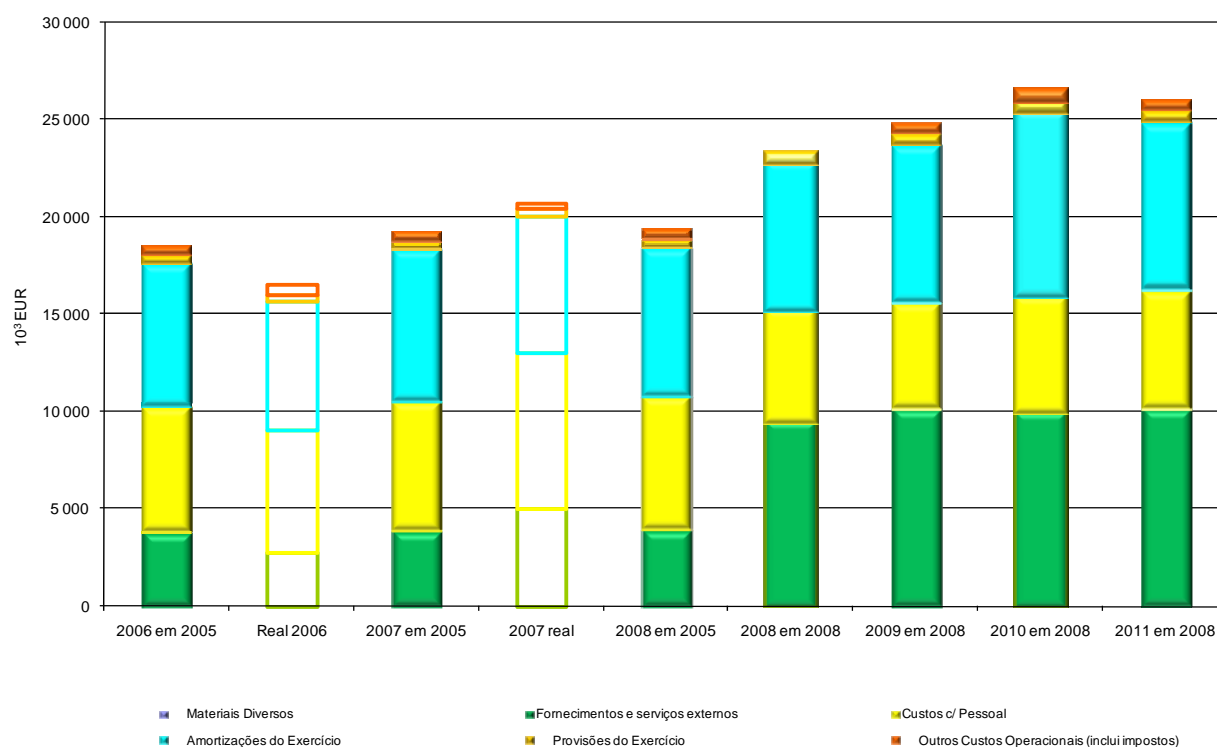
Esta análise será aprofundada aquando da apresentação do detalhe dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico na Figura 2-26.

Seguidamente apresentam-se os custos de exploração desta actividade para o período compreendido entre 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Esta variabilidade dos CIEG decorre, de facto, de imposições legislativas que amiudamente têm vindo a afectar os custos a serem recuperados pela tarifa de uso global do sistema (UGS), afecta a esta actividade. Nesse sentido, referem-se seguidamente mais relevantes que têm contribuído para a situação actual:

- Até 2006, registou, diferencial entre os custos de aquisição da energia à PRE e os custos de aquisição que seriam incorridos se a produção da PRE fosse valorizada ao custo médio de aquisição da energia produzida pelas centrais com CAE e através da importação. A partir do 2.º semestre de 2007, este diferencial passou a ser da responsabilidade do comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal).
- Desde 2003 inclui os sobrecustos com as regiões autónomas dos Açores e da Madeira. No entanto, não tendo sido possível a recuperação dos valores referentes a 2006 e 2007, nos respectivos anos, esses valores passaram a integrar estes custos desde 2008, através de uma renda a 10 anos, terminando em 2017.

Figura 2-24 - Custos de exploração da actividade de Gestão Global do Sistema
(preços correntes)

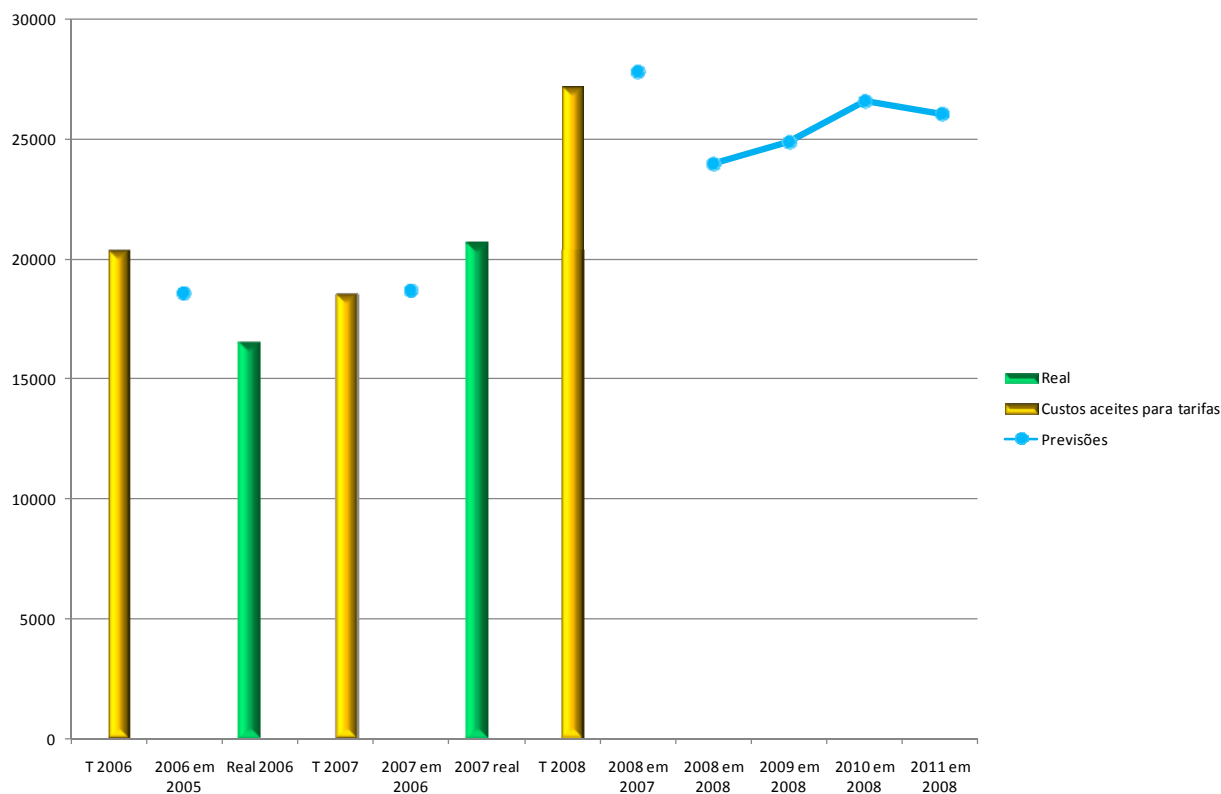


Fonte: REN

Pela Figura 2-24 podemos observar que os custos de exploração desta actividade sofreram alguma oscilação entre o previsto e o real, estimando a REN um aumento significativo para 2008. Esta situação é justificada pelo aumento significativo dos fornecimentos e serviços externos, apesar dos custos com pessoal terem diminuído, em resultado da reorganização operada no Grupo REN com a criação da REN Serviços conforme anteriormente mencionado.

A Figura 2-25 apresenta para os custos para cálculo dos proveitos permitidos para a actividade de Gestão Global do Sistema para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011, bem como os valores realizados para 2006 e 2007 e, ainda, as previsões enviadas pela REN para cada um dos anos do período de 2006-2011.

Figura 2-25 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema
(preços correntes)

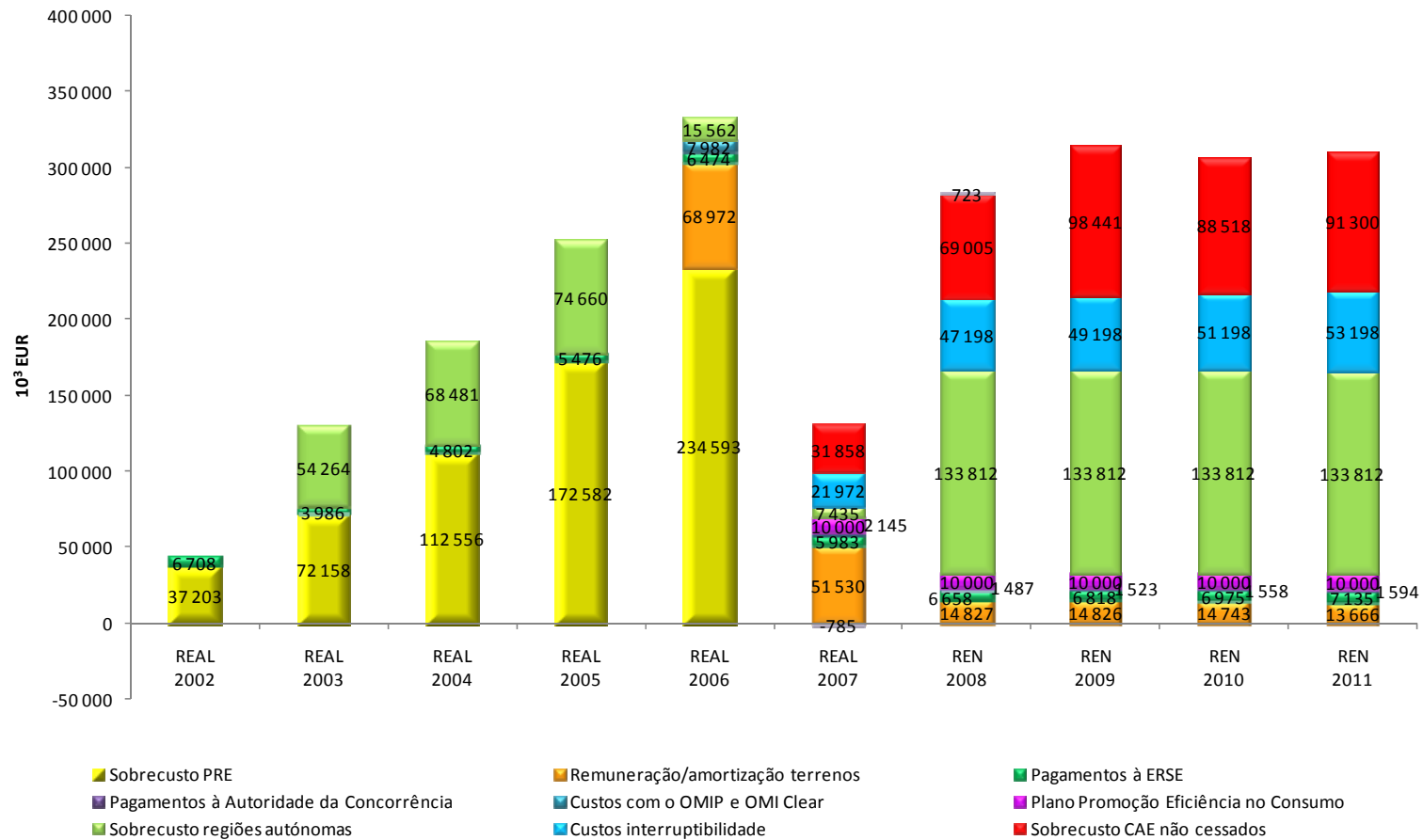


Fonte: REN e ERSE

Verifica-se que os custos aceites para 2007 foram inferiores ao realizado e que por sua vez as tarifas para 2007 foram inferiores aos custos aceites para 2007. Para 2008 a empresa estima que os custos sejam bastante superiores aos realizados em 2007. Os custos aceites para as tarifas de 2008 reflectem esse aumento de custos previstos pela REN.

Na Figura 2-26 apresenta-se a evolução dos custos reais decorrentes de medida de política energética, ambiental ou de interesse económico geral entre 2002 e 2007, bem como as previsões enviadas pela empresa para 2008 a 2011.

Figura 2-26 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral
(preços correntes)



Fonte: REN

Verifica-se que os custos decorrentes de medida de política energética, ambiental ou de interesse económico geral aumentaram significativamente até 2006. Os principais responsáveis por esse aumento foram o sobrecusto das regiões autónomas e o sobrecusto da PRE. Em 2006 o valor total dos custos é ainda influenciado pelos custos da OMIP e OMI Clear e por uma nova parcela associada à remuneração dos terrenos das centrais, na sequência da entrada em vigor da portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro.

Este último custo assume um montante elevado em 2006 devido ao facto de estar a incluir valores respeitantes a anos anteriores, nomeadamente, os valores referentes aos anos de 2004 e 2005 e um décimo dos valores de 1993 a 2003.

Em 2007 estes custos diminuíram significativamente, devido, principalmente, à transferência do custo com a PRE para o comercializador de último recurso passando a ser recuperado pela tarifa de UGS aplicada pela EDP Distribuição.

Para 2008, 2009, 2010 e 2011 as previsões apontam para uma redução dos custos de interesse económico geral

A partir de 2007, com a manutenção de dois produtores com CAE, a recuperação do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE passa a ser integrada nos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral ("Custos Agente Comercial").

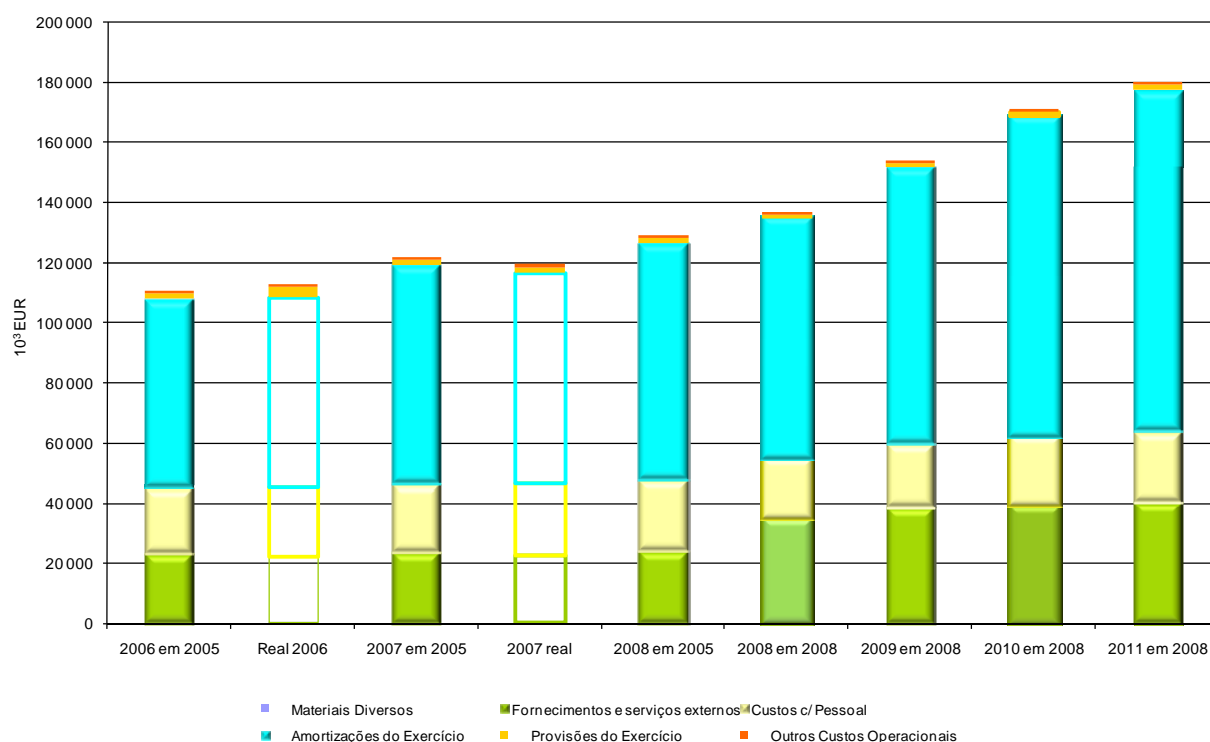
Em 2006 e 2007 o valor da convergência tarifária não foi incluído nas tarifas dos respectivos anos. A partir de 2008, o custo com a transferência para as regiões autónomas compreende, para além dos custos com a convergência tarifária do próprio ano, um décimo do valor do sobrecusto das regiões autónomas dos dois anos referidos e do valor do défice tarifário provocado pela limitação dos acréscimos das tarifas de venda a clientes finais em BT por imposição do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

Os custos de 2008 a 2011 são, também, ser influenciados pelos montantes do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC).

2.2.2.3 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Na Figura 2-27 são apresentados os custos operacionais verificados na actividade de Transporte de Energia Eléctrica para o período compreendido entre 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 2-27 - Custos operacionais da actividade de Transporte de Energia Eléctrica
(preços correntes)



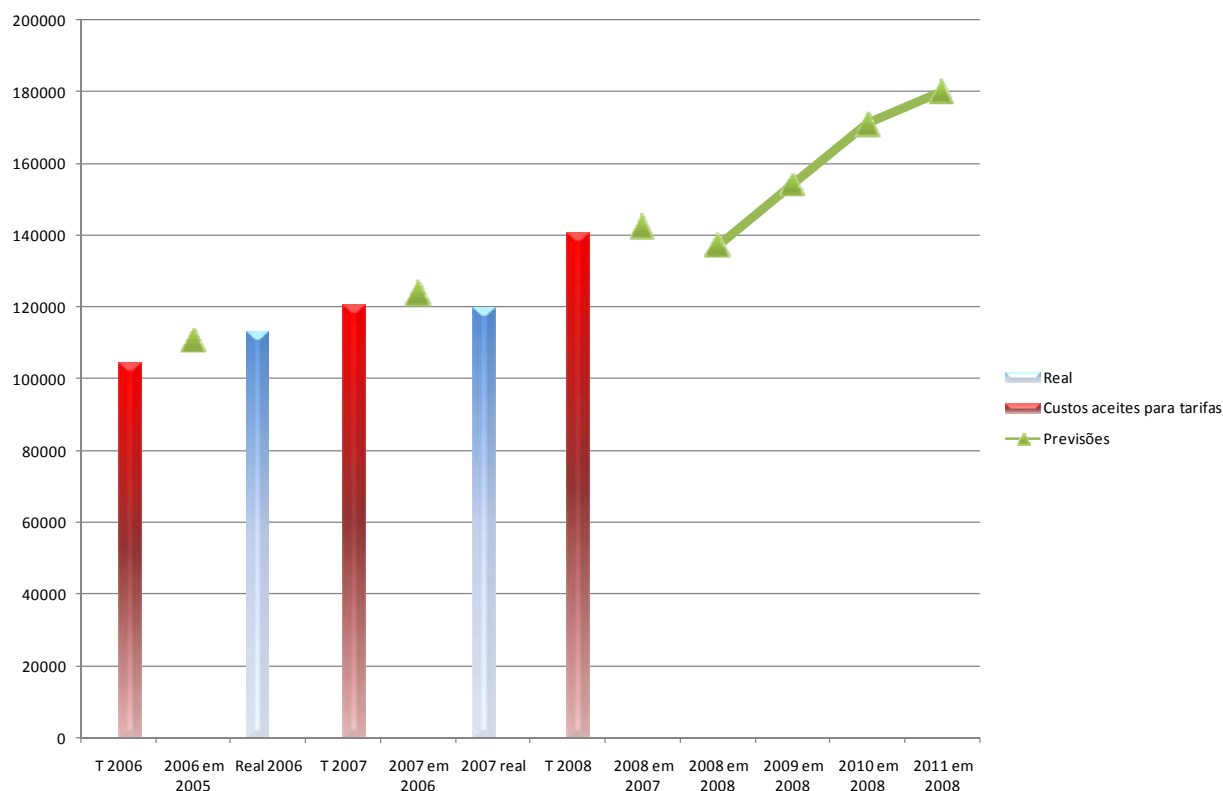
Fonte: REN

Verificamos que os custos têm aumentado gradualmente. Este acréscimo justifica-se pela situação já explicada no ponto 2.2.1.

Quando comparamos os valores previstos com os reais não se verificam diferenças significativas. De destacar os anos de 2008, 2009, 2010 e 2011 pelo aumento dos FSE e a diminuição dos custos com pessoal, em virtude da extinção da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica. E também já foi referido anteriormente, os custos partilhados com a criação da REN Serviços contribuem para esta evolução.

A Figura 2-28 apresenta os custos para cálculo dos proveitos permitidos para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 2-28 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica
(preços correntes)



Fonte: REN e ERSE

Através da análise à Figura 2-28 constata-se que as previsões efectuadas pela REN são superiores aos custos aceites para tarifas e aos custos reais, realçando-se que os custos aceites para tarifas de 2008 são bastante superiores aos aceites para 2007. As previsões para os anos seguintes apresentam também um acréscimo substancial.

2.3 REN – TRADING, S.A.

2.3.1 ANÁLISE GLOBAL

A 30 de Junho de 2007 cessaram 32 dos 34 contratos de aquisição de energia (CAE) existentes. Estes CAE pertenciam às centrais pertencentes à EDP Produção. A cessação desses CAE originou a entrada em vigor dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) a 1 de Julho de 2007.

A entrada em vigor dos CMEC implicou o fim do papel da REN como comprador (quase³), único da energia eléctrica adquirida para abastecimento dos consumos regulados e, conseqüentemente, o desaparecimento da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e da tarifa de Energia e Potência. Assim, a EDP Serviço Universal, enquanto comercializador de último recurso (CUR) passou a ser a responsável directa pela aquisição da energia eléctrica consumida pelos seus clientes.

À REN cabe-lhe um novo papel, o de gestor dos dois contratos remanescentes, celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia. No actual quadro, a REN deve revender no mercado a energia eléctrica produzida pelas centrais enquadradas por estes CAE e pagar esta energia aos custos definidos nos respectivos CAE. A diferença entre os custos e as receitas geradas pela venda dessa energia eléctrica corresponde ao diferencial de custo com aquisição de energia eléctrica, individualizado na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial. Este sobrecusto é recuperado através da tarifa UGS aplicada pelo Operador da Rede de Transporte a todos os consumidores de energia eléctrica.

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, estabeleceu as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos CAE, tendo sido alterado posteriormente pelos Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que veio estabelecer as bases e os princípios de organização e do funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEM), revogando os Decretos-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, n.º 172/2006, de 23 de Agosto e n.º 199/2007, de 18 de Maio e por último pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, que estabeleceu a data de 1 de Julho para a cessação dos CAE e atribui à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica não cessados. Neste sentido, a ERSE desenvolveu dois mecanismos de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e de optimização da gestão das licenças de emissão de CO₂. Estes mecanismos entraram em vigor em 2008.

As compras de energia eléctrica, efectuadas à Tejo Energia e à Turbogás., têm os preços de facturação estabelecidos nos termos dos CAE, assinados com aquelas empresas para o respectivo centro electroprodutor, prevendo um sistema de remuneração misto com parcela fixa, correspondendo a pagamento indexado à disponibilidade de potência verificada, e parcela variável, associada à remuneração dos encargos variáveis de produção de energia.

De forma a separar esta função das restantes funções enquanto operador da rede nacional de transporte, a legislação veio estabelecer ao novo enquadramento do sector, que a REN procedesse à criação de uma nova sociedade, a REN Trading, a quem compete assegurar, entre outras obrigações, a gestão destes dois CAE.

³ A parcela livre, cuja existência cessa, permitia ao CUR adquirir directamente no mercado até 8% da energia eléctrica consumida.

A REN Trading iniciou, pois, a sua actividade em 20 de Junho de 2007, tendo por objecto a compra, venda, importação e exportação de energia eléctrica e compra e venda de potência e de serviços de sistema no âmbito da gestão dos CAE, contratos de aquisição de energia de longo prazo, bem como a compra e venda de gás natural e de outros combustíveis para optimização da gestão e dos custos associados aos mesmos contratos, através de operações em mercados organizados e sistemas de leilão, ou mediante contratos bilaterais ou em quaisquer situações permitidas por lei.

2.3.1.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 2-14 apresenta desagregados pelas suas diferentes componentes o diferencial de custo com aquisição de energia eléctrica (sobrecusto CAE) ocorrido no segundo semestre de 2007 e os valores previstos em Junho de 2008 pela REN Trading para o quadriénio 2008⁴-2011.

⁴ Para 2008, as previsões de Junho da REN incorporam 4 meses ocorridos.

Quadro 2-14 - Desagregação do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica

Unidade: EUR

	2007 (2º semestre)	2008 (1)	2009 (2)	2010	2011 (3)	% [(2)-(1)]/(1)	% [((3)-(2)]/(2)^(0,5)
Encargo de Potência							
Pego	51 496	104 854	105 038	107 822	109 382	0,2%	2%
Turbogás	58 538	116 077	119 586	121 318	126 186	3,0%	3%
Total	110 034	220 931	224 624	220 931	235 568	1,7%	2%
Encargo de Energia							
Pego	48 954	165 103	161 400	150 333	143 252	-2,2%	-6%
Turbogás (com AGC)	118 846	333 472	322 508	314 348	291 411	-3,3%	-5%
Total	167 800	498 575	483 908	498 575	434 663	-2,9%	-5%
Licenças de CO₂							
Pego	0	25 607	27 420	25 535	24 222	7,1%	-6%
Turbogás	0	19 097	18 430	17 341	14 891	-3,5%	-10%
Total	0	44 704	45 850	42 876	39 113	2,6%	-8%
Reserva e regulação 3ª							
Pego	1 202	14 328	0	0	0	-	-
Turbogás	4 732		0	0	0	-	-
Total	5 934	14 328	0	0	0	-	-
Receitas de venda no mercado							
Pego	93 374	192 040	289 889	284 977	281 553	51,0%	-1%
Turbogás	142 375	402 189	375 882	367 849	349 746	-6,5%	-4%
Total	250 789	594 229	665 771	594 229	631 299	12,0%	-3%
VPP							
Pego	15 040	96 023	0	0	0	-	-
Turbogás	0	0	0	0	0	-	-
Total	0	96 023	0	0	0	-	-
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica (sobrecusto CAE)							
Pego	-6 762	21 829	3 969	-1 287	-4 697	-	-
Turbogás	39 740	66 457	84 642	85 158	82 742	27%	-1%
Total	32 978	88 286	88 611	83 871	78 045	0%	-6%

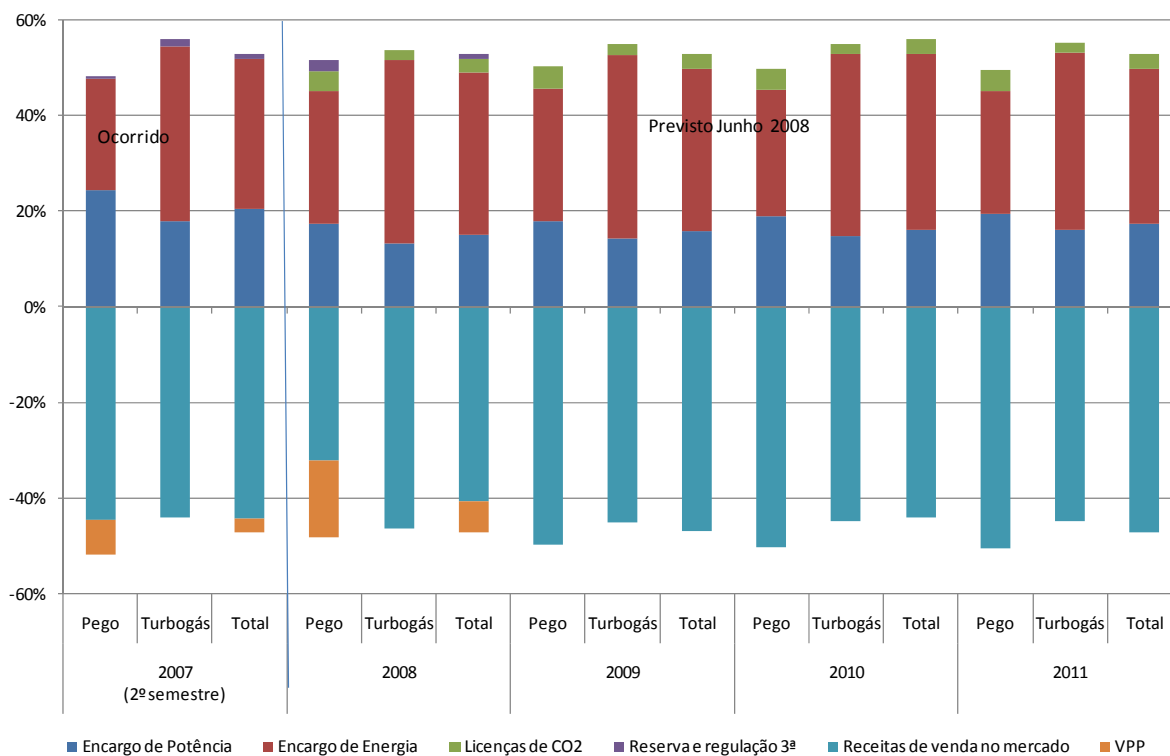
Fonte: REN Trading

Observa-se que os valores do sobrecusto CAE, estimados e previstos pela REN Trading em Junho de 2008, situam-se à volta de 88 milhões de euros para 2008 e 2009, enquanto para 2010 e 2011, a REN Trading previu uma diminuição de cerca de 6% anual do sobrecusto CAE, devendo este ser apenas de 78 milhões de euros em 2011.

Analisando o peso de cada componente do sobrecusto no seu valor final, a Figura 2-29 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 do sobrecusto CAE, a variável que mais contribui para o sobrecusto CAE 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, representando cerca de 6% do total.

Observa-se igualmente que a central da Turbogás é a que mais pesa no sobrecusto CAE, tendo a REN Trading previsto *inclusive* que a partir de 2009 o sobrecusto CAE se deva quase em exclusivo a esta central.

Figura 2-29 - Peso de cada componente do sobrecusto



Fonte: REN Trading

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

COMPONENTES VARIÁVEIS

O Quadro 2-15 mostra que para 2009 a REN previu em Junho de 2008 uma diminuição das receitas unitárias face ao estimado para 2008, principalmente no caso da Turbogás. A REN Trading previu igualmente uma diminuição dos custos unitários face ao estimado para 2008. Até 2011 a REN Trading apenas previu uma diminuição dos custos variáveis no caso da Tejo Energia, mantendo as receitas unitárias constantes para os dois CAE e os custos unitários constantes no caso da Turbogás. Caso se verificassem, estas previsões levariam a um aumento da margem de mercado da REN Trading.

No que diz respeito à produção, em Junho de 2008 a REN Trading previu que esta deveria diminuir ligeiramente até 2011, sendo esta tendência mais pronunciada no caso da Turbogás.

Quadro 2-15 - Componentes dos custos variáveis e das receitas

	2008 (1)	2009 (2)	2010	2011 (3)	% [(2)-(1)]/(1)	% (((3)-(2)]/(2)) ^(0,5)
Produção GWh						
Pego	4 347	4 410	4 315	4 249	1,4%	-2%
Turbogás	5 517	5 430	5 297	5 000	-1,6%	-4%
Total	9 864	9 840	9 612	9 249	-0,2%	-3%
Custo variável (sem licenças de CO₂) €/MWh						
Pego	38,0	36,6	34,8	33,7	-3,6%	-4%
Turbogás	59,5	58,3	58,1	58,3	-2,0%	0%
Preço de venda €/MWh						
Mercado	64,0	64,0	64,0	64,0	0,0%	0%
Pego	66,3	66,0	66,0	66,0	-0,4%	0%
Turbogás	72,9	69,0	69,0	69,0	-5,3%	0%

Fonte: REN Trading

Outra importante componente é o custo com as licenças de emissão de CO₂. Neste caso as estimativas e as previsões da REN Trading são idênticas para o período compreendido entre 2008 e 2011, apontando para valores em torno de 22 €/t.

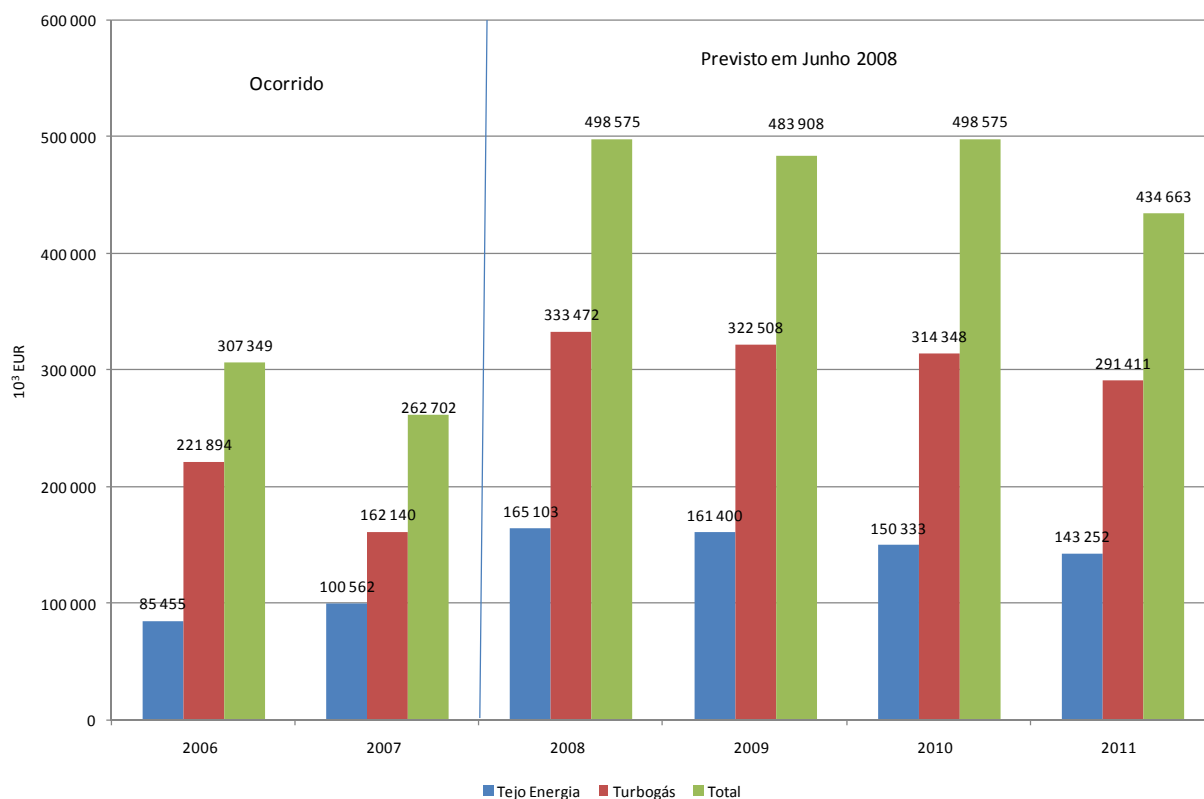
Quadro 2-15 - Preço das licenças de emissão de CO₂

	2008	2009	2010	2011
Preço médio mercado €/t	22	22	22	22

Fonte: REN Trading

A Figura 2-30 analisa a evolução do encargo de energia dos CAE da Turbogás e da Tejo Energia, enquadrando-o com o verificado no passado recente.

Figura 2-30 - Evolução do encargo de energia

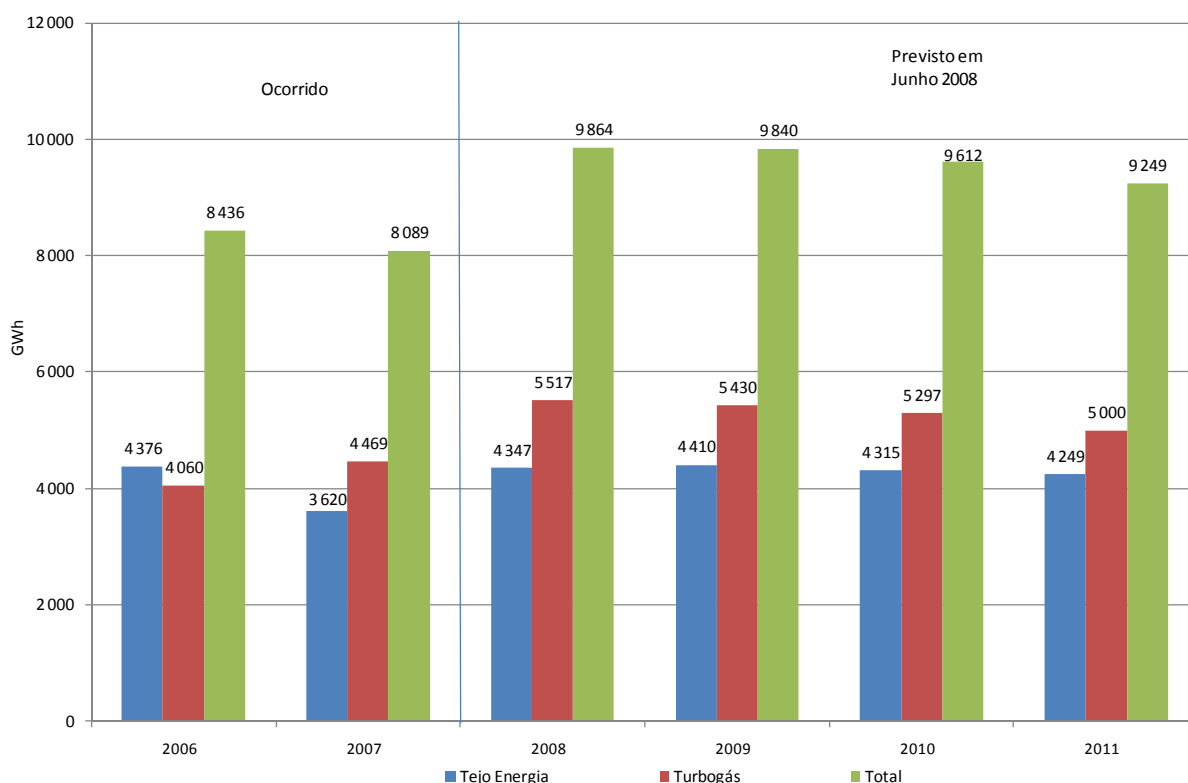


Fonte: REN Trading

Observa-se que a REN Trading estima que o encargo de energia aumente significativamente a partir de 2008 face ao ocorrido em 2007, aumentando cerca de 105% no caso da Turbogás e 65% no caso da Tejo Energia. Em Junho de 2008, a REN Trading previu que a partir de 2008 o encargo de energia deveria diminuir ligeiramente e continuamente.

No que diz respeito à produção de energia eléctrica, observa-se que a REN Trading estima que esta aumente já em 2008 face a 2007, sendo esta tendência mais significativa na Turbogás do que na Tejo Energia.

Figura 2-31 - Evolução da produção de energia eléctrica



Fonte: REN Trading

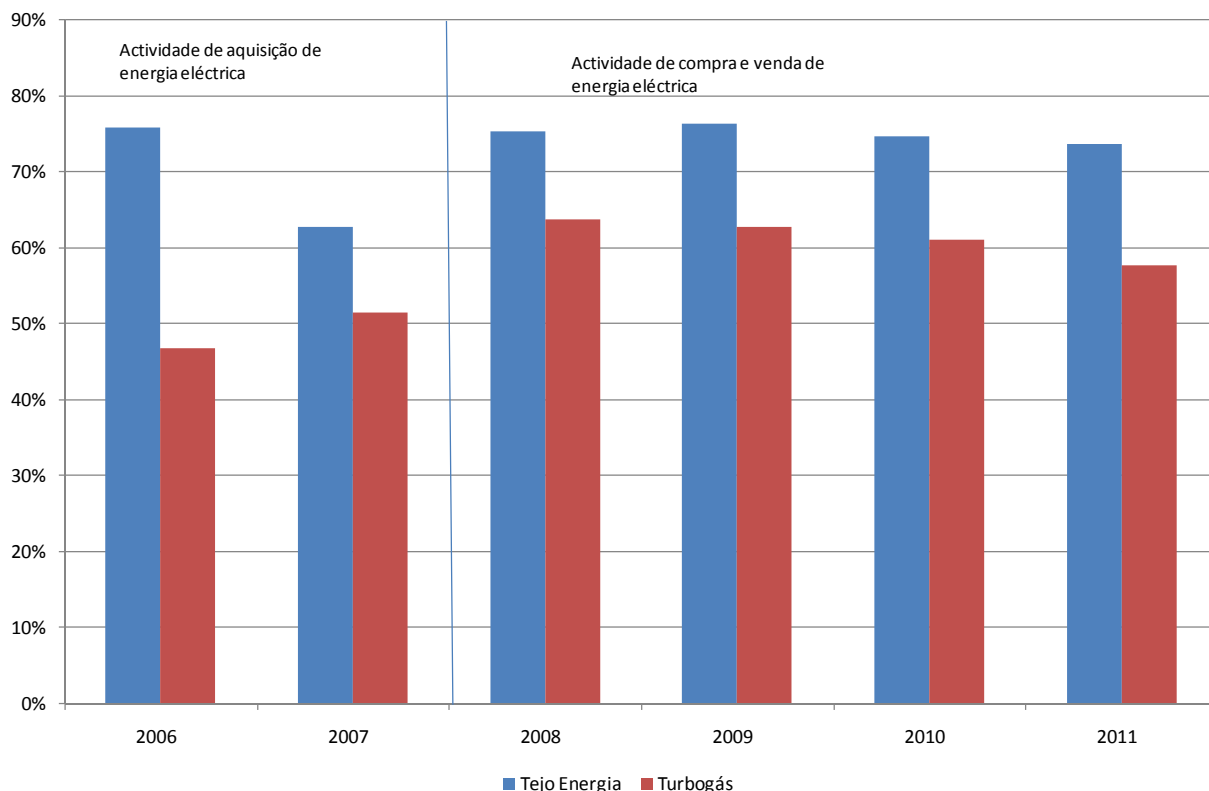
Recorde-se que, apesar de 2006 e 2007 terem sido anos ligeiramente secos⁵, promovendo a produção de origem térmica, na prática, esta foi inferior ao que perspectiva a REN Trading para o período 2009-2011, para um coeficiente de produtividade hidroeléctrica médio.

A tendência de crescimento da produção de energia eléctrica prevista para o quadriénio 2008-2011 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 desenhado pela ERSE e que se baseia, entre outros factores, na promoção da maximização das receitas e, conseqüentemente, 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.

⁵ O índice de produtividade hidroeléctrica em 2006 foi de 0,98 e em 2007 de 0,76.

Figura 2-32 - Factor de utilização

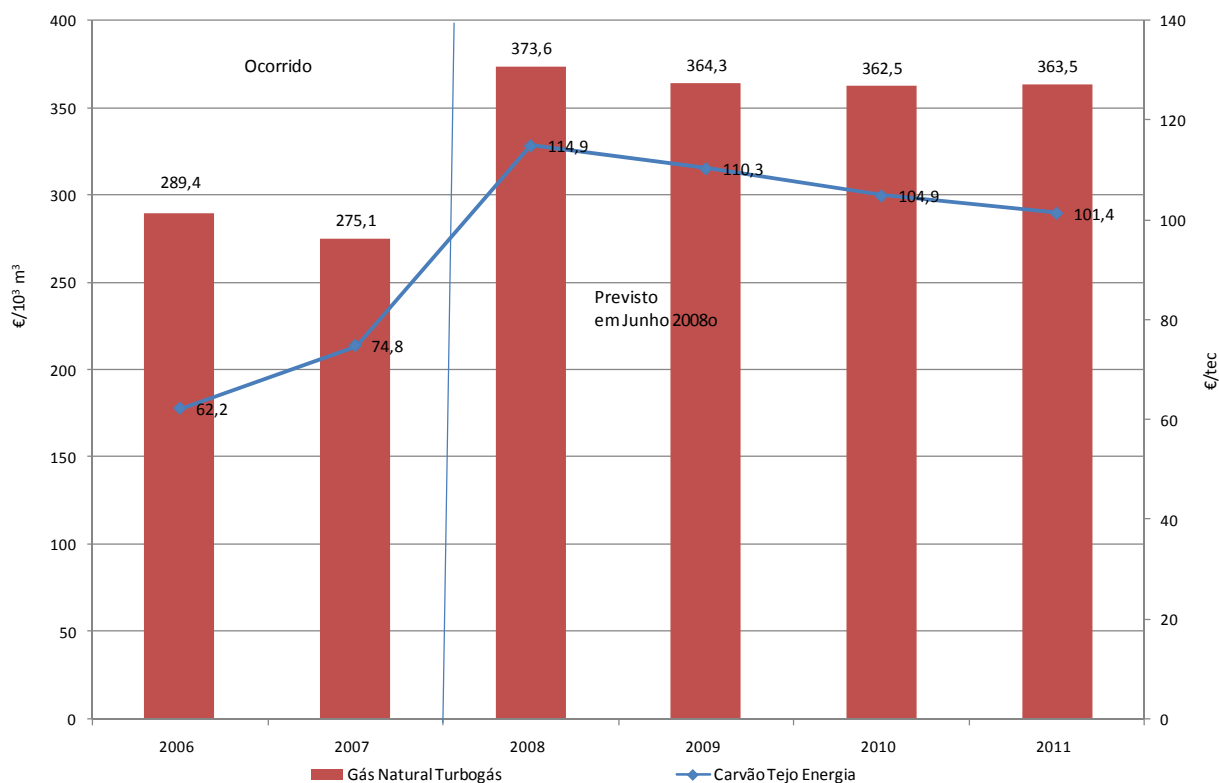


Fonte: REN Trading

Neste contexto, a Figura 2-32 mostra que se prevê que o factor de utilização no período 2008-2011 seja no caso da Turbogás claramente superior ao ocorrido em 2006 e em 2007.

A Figura 2-33 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 o quadriénio 2008-2011. A REN Trading estima que entre 2007 e 2008 os custos com os combustíveis cresçam cerca de 53% no caso do gás natural consumido pela central da Turbogás e de 35% no caso do carvão consumido pela central da Tejo Energia, devendo diminuir, embora muito ligeiramente, no resto do período analisado. Estes aumentos são, contudo, muito inferiores ao aumento do encargo de energia, o qual se deve à conjugação dos aumentos dos combustíveis e da energia eléctrica produzida. Recorde-se que, paralelamente, a REN Trading prevê que as receitas cresçam de um modo ligeiramente mais acentuadas entre 2007 e 2008, devendo diminuir muito ligeiramente a partir desta data. Por conseguinte, as componentes variáveis do sobrecusto CAE deverão contribuir para a diminuição do seu valor.

Figura 2-33 - Evolução dos custos unitários dos combustíveis



Fonte: REN Trading

Para o triénio 2009-2011, a REN Trading previu em Junho de 2008 que os custos com combustíveis diminuíssem de uma forma contínua, prevendo que esta tendência seja mais acentuada no caso do custo com o carvão consumido pela Tejo Energia.

O Quadro 2-16 ilustra a tendência de diminuição prevista para os custos com combustíveis a partir de 2009, apresentando as previsões da REN Trading em Junho de 2008 para os preços nos mercados internacionais dos combustíveis que definem os custos com os combustíveis nas centrais da Turbogás e da Tejo Energia, o preço do carvão API#2 e do petróleo Brent.

Quadro 2-16 - Preço dos combustíveis

	2008 (1)	2009 (2)	2010	2011 (3)	% [(2)-(1)]/(1)	% ([(3)-(2)]/(2)) ^(0,5)
Carvão API#2 USD/t	140	122	115	110	-12,9%	-5%
Petróleo Brent USD/bbl	98	97	96	96	-1,0%	-1%

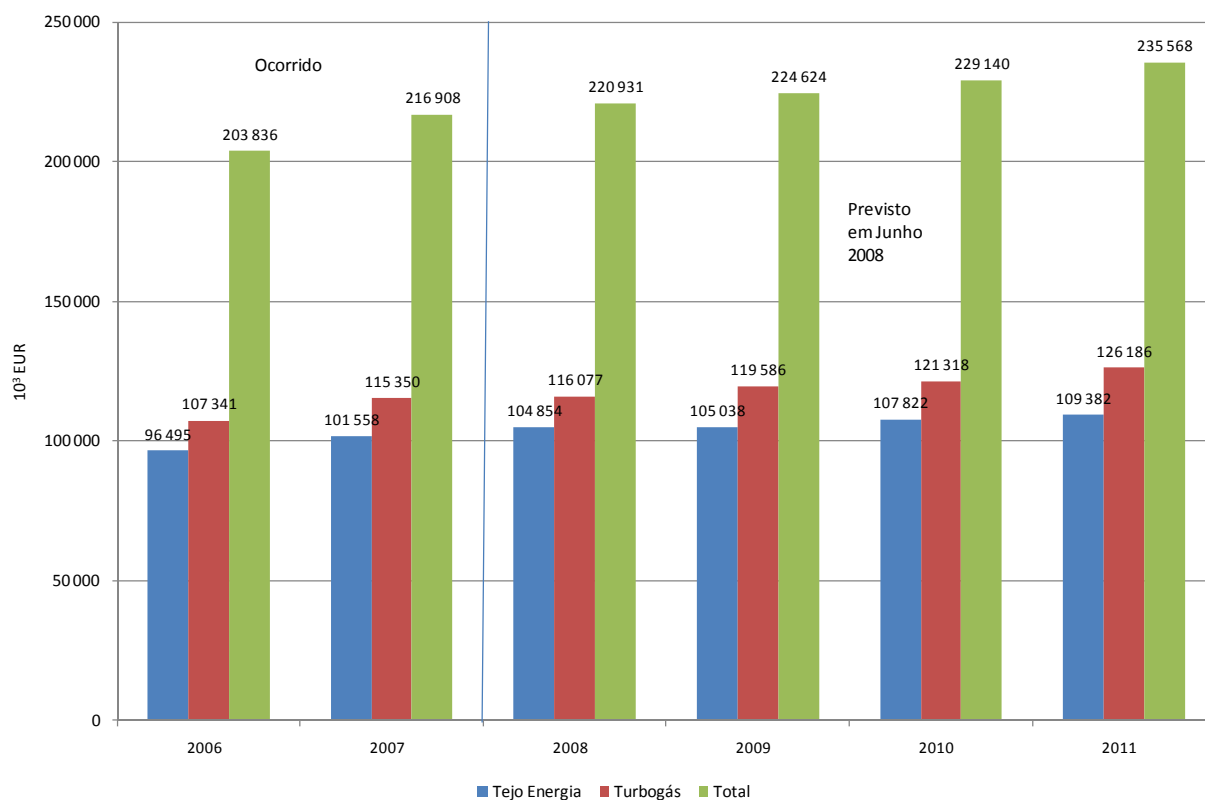
Fonte: REN Trading

COMPONENTES FIXAS

A componente fixa respeita principalmente ao encargo de potência.

A Figura 2-34 mostra que o encargo de potência tem subido ligeiramente e de uma forma contínua, tendência que a REN Trading prevê se mantenha ao longo do triénio 2009-2011.

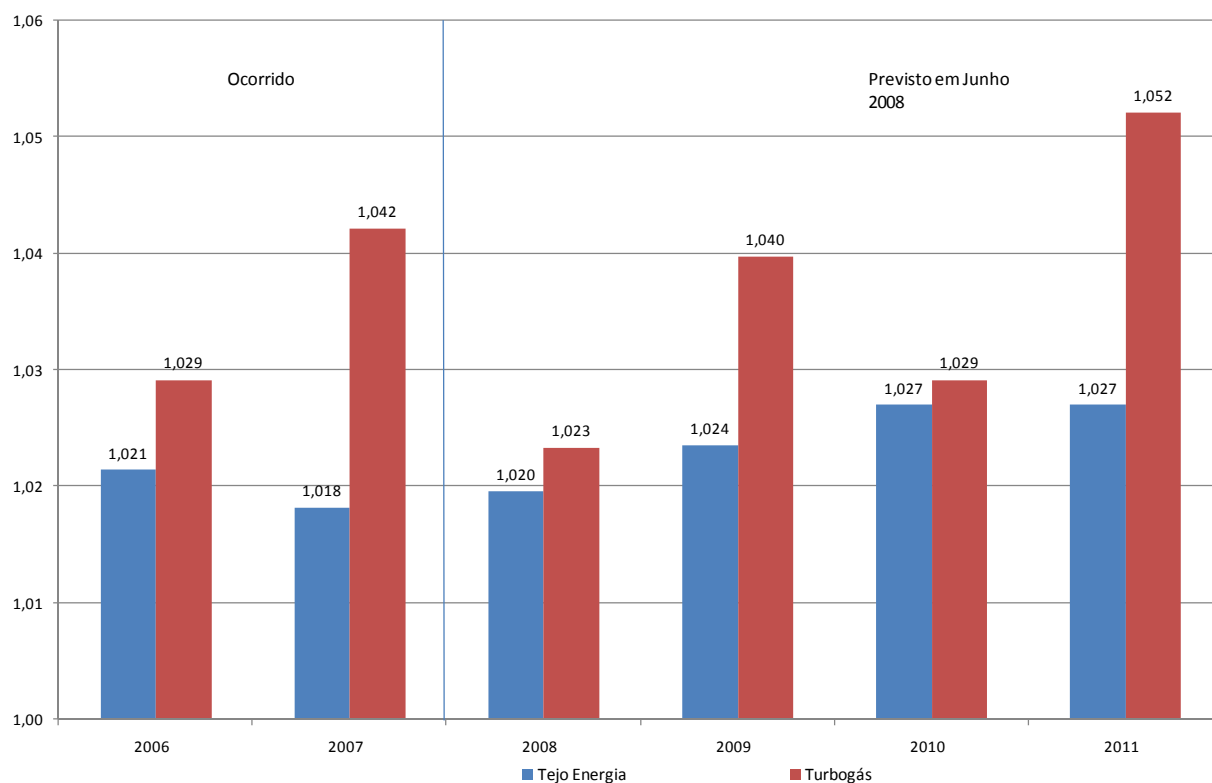
Figura 2-34 - Evolução do encargo de potência



Fonte: REN Trading

O encargo de potência varia consoante a evolução do coeficiente de disponibilidade bem como de variáveis monetárias às quais estão indexadas os CAE.

Figura 2-35 - Evolução do coeficiente de disponibilidade



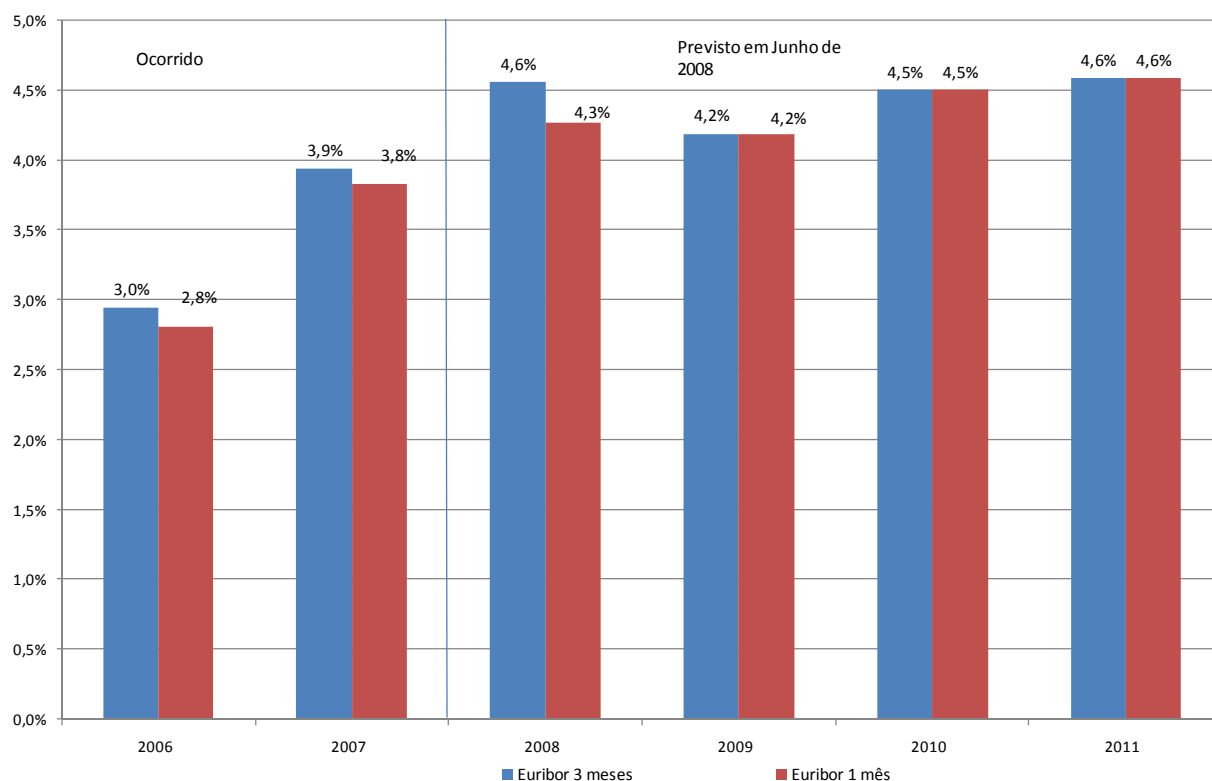
Fonte. REN Trading

A Figura 2-35 mostra que a REN Trading previu em Junho de 2008 um crescimento contínuo do coeficiente de disponibilidade no caso da Tejo Energia. No caso da Turbogás, a REN Trading prevê que esta variável cresça igualmente até ao fim do período, embora com muitas oscilações.

As taxas de juro de curto prazo são uma das principais variáveis monetárias utilizadas no cálculo do encargo de potência dos CAE da Tejo Energia e da Turbogás. A Figura 2-36 mostra que as previsões da REN Trading de Junho de 2008 apontam para uma estagnação dessa variável.

Deste modo, é a evolução prevista para os coeficientes de disponibilidade que justifica a previsão de crescimento do encargo de potência.

Figura 2-36 - Evolução da taxa de juro



Fonte: REN Trading, Banco de Portugal

2.4 EDP DISTRIBUIÇÃO

2.4.1 ANÁLISE GLOBAL

O quadro legal do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tem vindo a sofrer, como já referido, profundas alterações legislativas e organizacionais. Desta forma, e destacando as mais significativas no âmbito da EDP Distribuição, podemos assinalar, a autonomização da figura do “Comercializador de Último Recurso” (função assumida pela EDP Serviço Universal) e cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia.

Neste contexto, os contratos de fornecimento de energia eléctrica da EDP Distribuição em vigor foram transferidos para a EDP Serviço Universal que assegurará a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores que se mantenham no regime de tarifa regulada. Além disso, foram transferidos para esta nova entidade os contratos relativos às aquisições à PRE detidos pela REN e EDP Distribuição.

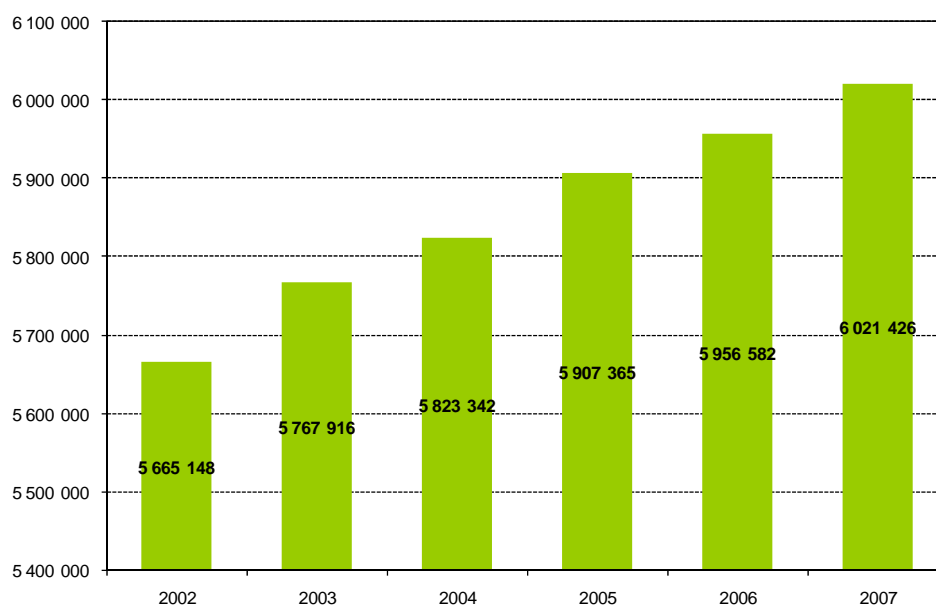
Em consonância com o novo enquadramento legislativo e organizacional, também a regulação das actividades reguladas do sector eléctrico foi recentemente alvo de uma revisão por parte da ERSE, de

que se destaca, no que respeita à EDP Distribuição, a integração da actividade de comercialização de redes na actividade de distribuição de energia eléctrica. No entanto, dado que esta alteração só foi aprovada em Agosto de 2008, a informação enviada pela empresa que serviu de base à análise em curso, não contempla esta nova realidade.

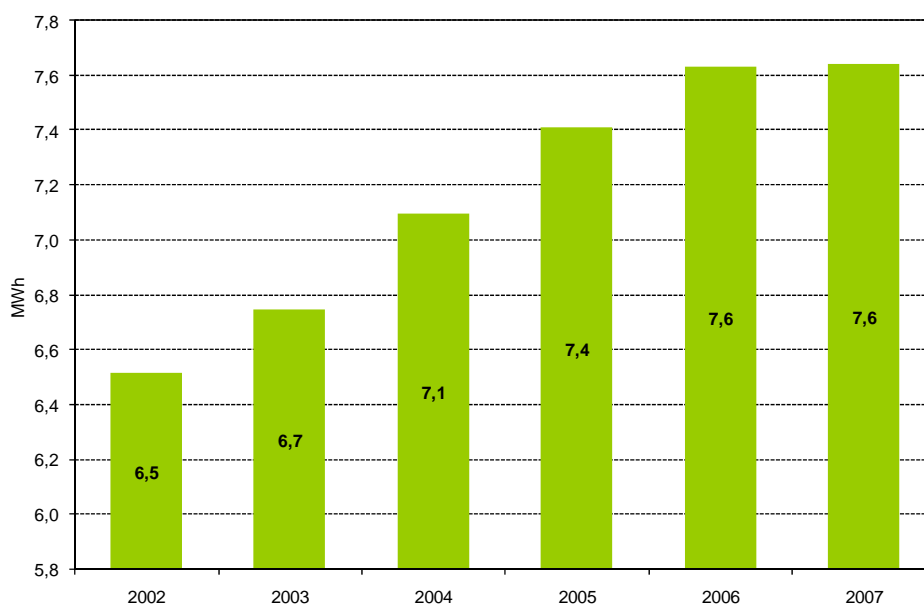
A EDP Distribuição, na sua qualidade de Operador de Redes de Distribuição, continuará a ser a entidade responsável pela entrega de energia eléctrica a todos os clientes ligados às suas redes.

Numa primeira abordagem apresentamos alguns indicadores de eficiência da EDP Distribuição de 2002 a 2007.

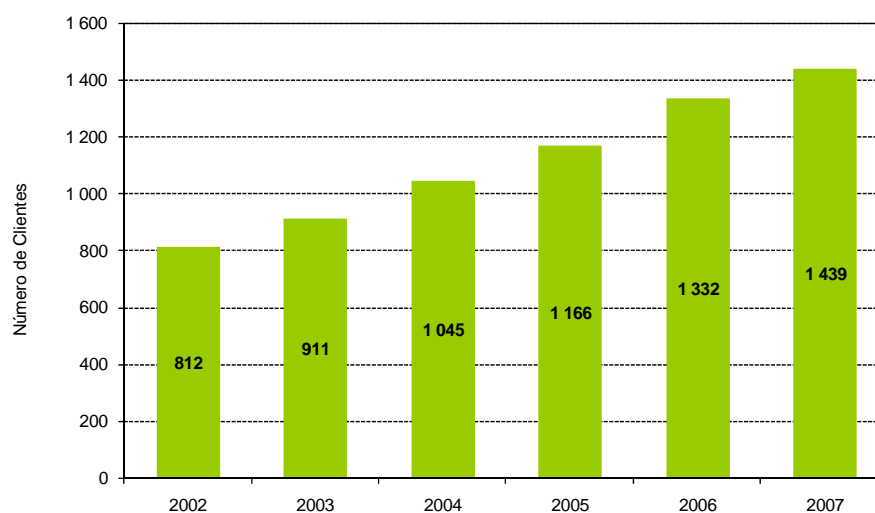
Figura 2-37 - Número Clientes



Fonte: EDP Distribuição

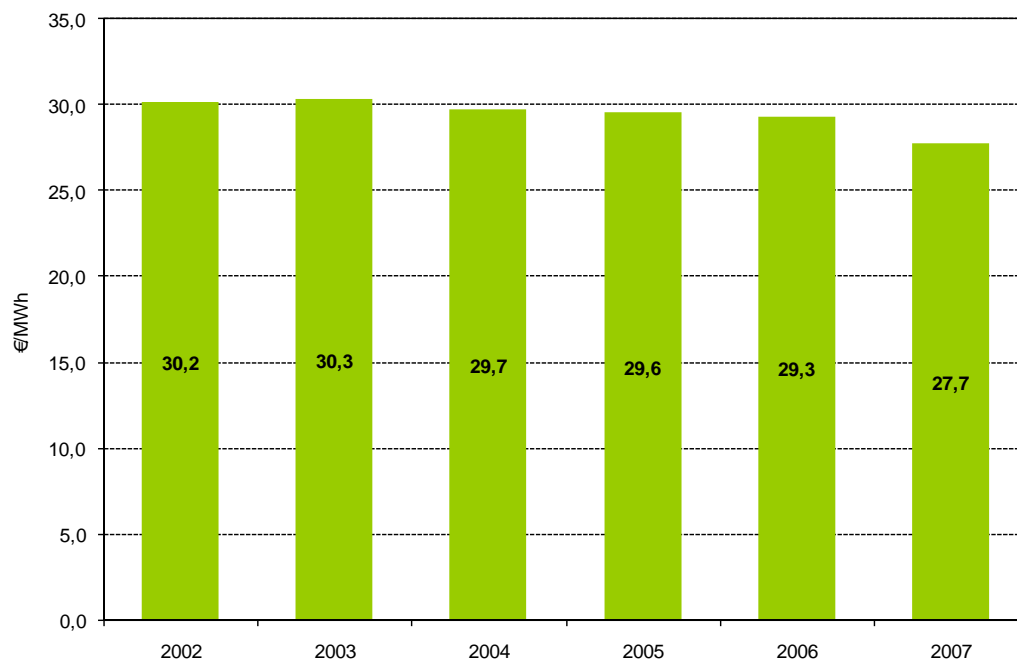
Figura 2-38 - Fornecimentos de energia eléctrica por Cliente

Fonte: EDP Distribuição

Figura 2-39 - Clientes por Trabalhador

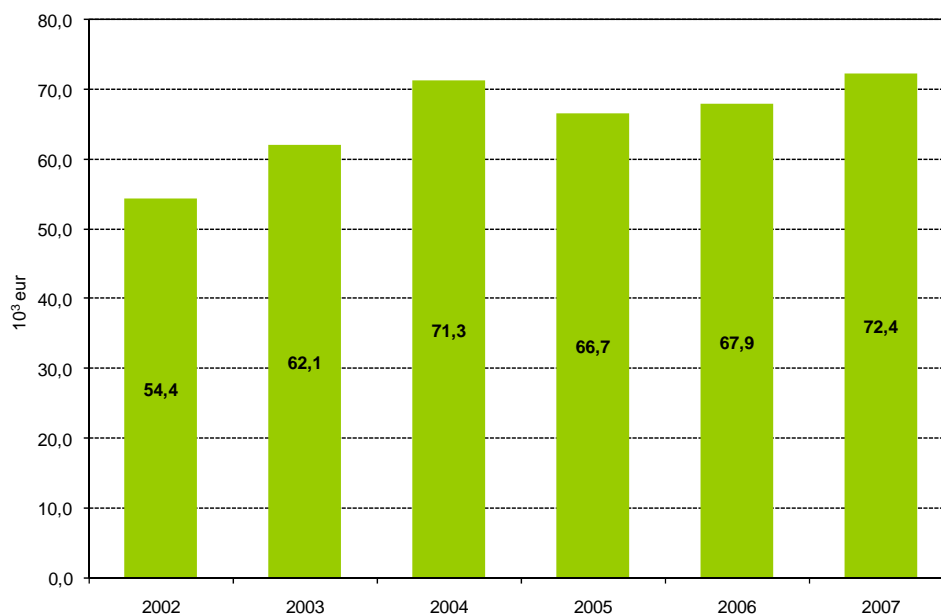
Fonte: EDP Distribuição

Figura 2-40 - Custos Operacionais por MWh fornecido



Fonte: EDP Distribuição

Figura 2-41 - Custos com Pessoal por Trabalhador



Fonte: EDP Distribuição

Figura 2-42 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido

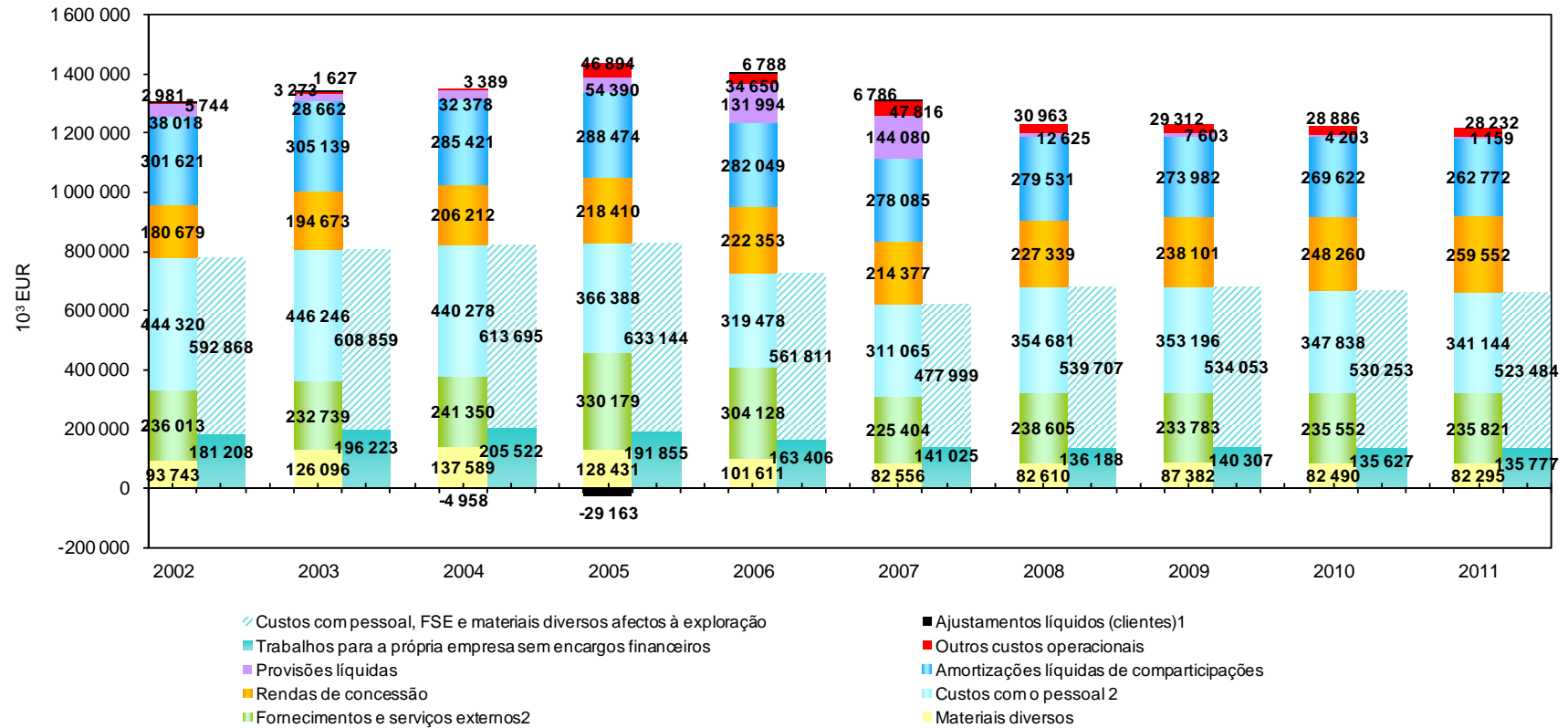
Fonte: EDP Distribuição

Os fornecimentos de energia eléctrica da EDP Distribuição têm aumentado em média 5% desde 2002. Até 2004, a taxa de crescimento dos fornecimentos de energia eléctrica foi superior à taxa de crescimento dos custos, invertendo-se a situação a partir dessa data e até 2006, onde o total de custos apresenta um crescimento de 13,7% e os fornecimentos um crescimento de 4%. Em 2007 como se pode observar, os custos por MWh fornecido decrescem 51% em virtude da mudança da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica para o CUR. Desta forma, os custos com energia na EDP Distribuição são apenas custos com acessos.

No que respeita ao investimento por MWh, verificamos que os fornecimentos de energia eléctrica têm aumentado sem o correspondente aumento do investimento. Em 2006 e 2007 esta situação é ainda mais notória com o decréscimo do investimento na ordem dos 14% e 16%, respectivamente. A esta situação não será alheia a implementação do programa “Capex” como veremos mais à frente.

Na Figura 2-43 apresenta-se a desagregação dos custos operacionais das actividades reguladas da EDP Distribuição, com excepção das compras e vendas de energia, no período 2002 a 2007, os valores estimados para 2008 e previstos para o período de regulação 2009-2011, a preços constantes de 2008.

Figura 2-43 - Custos Operacionais da EDP Distribuição
(preços constantes de 2008)



Notas:

- (1) Este valor tem em conta as reversões de ajustamentos efectuadas pela EDP Distribuição pelo método directo.
- (2) Estes valores são apresentados líquidos do PAR

Fonte: EDP Distribuição

Os custos operacionais da EDP Distribuição, apresentaram até 2006 uma tendência de crescimento, sendo de registar um decréscimo de 12% de 2006 para 2007. As estimativas e previsões para 2008 e para o novo período de regulação 2009-2011 seguem o mesmo sentido de decréscimo.

Verifica-se que a maior componente dos custos operacionais da EDP Distribuição, são os custos com pessoal que representam em média cerca de 30% do total de custos. Em 2005 estes custos registam um decréscimo devido, essencialmente, à redução do prémio para pensões, à redução do pessoal inserido no Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) e ao incentivo à adesão a reformas dos trabalhadores que se encontram em situação de pré-reforma.

Para 2008, as previsões apontam para um novo aumento dos custos com pessoal, resultado de vários factores: aumento por evolução natural (aumento dos salários e de outros custos de acção social) e aumento do número de trabalhadores pré-reformados no âmbito do plano de ajustamento de efectivos (PAE) e acréscimo do prémio para fundo de pensões, resultante do aumento da massa salarial.

Por outro lado, os fornecimentos e serviços externos (FSE), que representam cerca de 20% do total de custos, apresentam em 2006 um decréscimo de 5% justificado por uma diminuição das despesas de instalação no seguimento do “re-branding” da rede de lojas da EDP distribuição e pela redução dos serviços de corte e cobranças em virtude da grande adesão dos clientes ao serviço da “Conta certa”.

Em 2007, o decréscimo dos FSE, em cerca de 26%, é ainda mais evidente sendo explicado, principalmente, pelo facto da EDP Distribuição beneficiar do efeito de economias de escala através da criação da EDP Soluções Comerciais, nomeadamente ao nível do serviço de leituras passado para aquela empresa. Além disso, também se assistiu a uma diminuição na factura da EDP Soluções Comerciais devido à realocação de custos à EDP Serviço Universal.

No período 2009-2011, prevê-se um crescimento que é justificado pela empresa com a evolução natural e com a aplicação da Lei n.º 12/2008, quer por via da factura da EDP Soluções Comerciais, quer pelo aumento dos serviços de corte e leituras extraordinárias efectuados pela própria EDP Distribuição. 2008 já incorpora o sobrecusto resultante da aplicação daquela Lei.

Na análise dos Custos com Pessoal, FSE e Materiais diversos deve-se ter em conta o valor dos TPE, que na EDP Distribuição representam cerca de 23% do valor total destas três rubricas. Verifica-se que a evolução dos TPE tem seguido o mesmo sentido de evolução dos custos de exploração, excepto em 2005.

Os ajustamentos de dívidas a receber apresentam um decréscimo bastante acentuado em 2005 em virtude dos processos de renegociação das dívidas das câmaras municipais e no maior esforço para redução das dívidas de clientes. Em 2006 assiste-se a um aumento desse valor relacionado com a reversão do efeito ocorrido em 2005. A partir de 2008 os ajustamentos de dívidas a receber, exclusivos

da comercialização, deixam de estar incluídos na EDP Distribuição em virtude da separação desta actividade e consequente passagem para a EDP Serviço Universal (EDP SU).

Outra rubrica que pelas suas variações merece ser analisada é a das provisões. Em 2006 e 2007 assiste-se a um aumento bastante significativo daquela rubrica em resultado de vários factores: constituição da provisão relativa às responsabilidades da empresa com o PAE, aumento da provisão para processos judiciais (aumento dos processos litigiosos com as Câmaras Municipais), aumento das provisões para outros riscos e encargos, relacionados com responsabilidades com benefícios sociais, e aumento da provisão para cobranças duvidosas. Para 2008 e 2009-2011 a EDP Distribuição prevê uma redução das provisões resultante principalmente das reversões dos aumentos extraordinários dos anos anteriores.

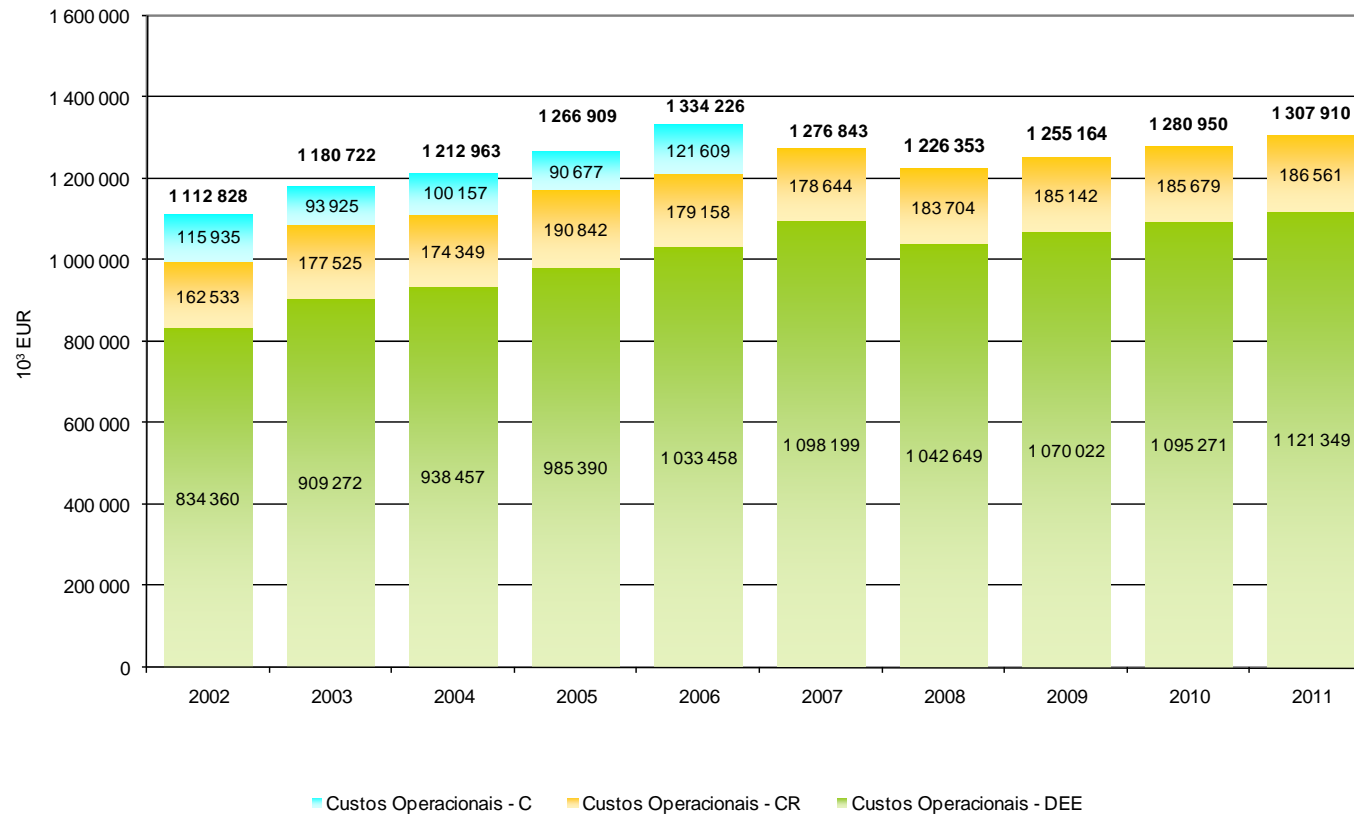
Os outros custos operacionais incluem a partir de 2005 a renda do PAR e a partir de 2006 os custos relativos à Caixa Cristiano Magalhães que passaram a ser aceites para efeitos de regulação.

As rendas de concessão também sofreram um aumento significativo, cerca de 6% resultante da alteração da metodologia de cálculo à medida que os contratos são renegociados. Em 2007 assiste-se a uma redução em virtude dos aumentos extraordinários verificados em 2006.

Outro aspecto que importa referir, é o facto de que a partir de 2008 a EDP Distribuição passa a incluir os valores da prestação de serviços à EDP SU (relativo a custos com pessoal, FSE, provisões, amortizações) no total de custos da actividade de Distribuição. A partir de 2008 a informação enviada pela EDP Distribuição só contempla as actividades de Distribuição, de Comercialização de Redes e de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte.

Em 2007 os custos subjacentes a serviços prestados à EDP SU ainda apareciam como actividade individual na EDP Distribuição, no entanto, não se tratando de uma actividade regulada pelo lado da EDP Distribuição, mas sim pelo lado da EDP SU, e de forma aos valores serem comparáveis com as previsões para os anos seguinte, optou-se por incluir em 2007 tais valores na actividade de Distribuição. O montante em causa ascendeu em 2007 a 45 686 milhares de euros. A Figura 2-44 retrata a situação anterior.

Figura 2-44 - Custos Operacionais das actividades da EDP Distribuição
(preços correntes)

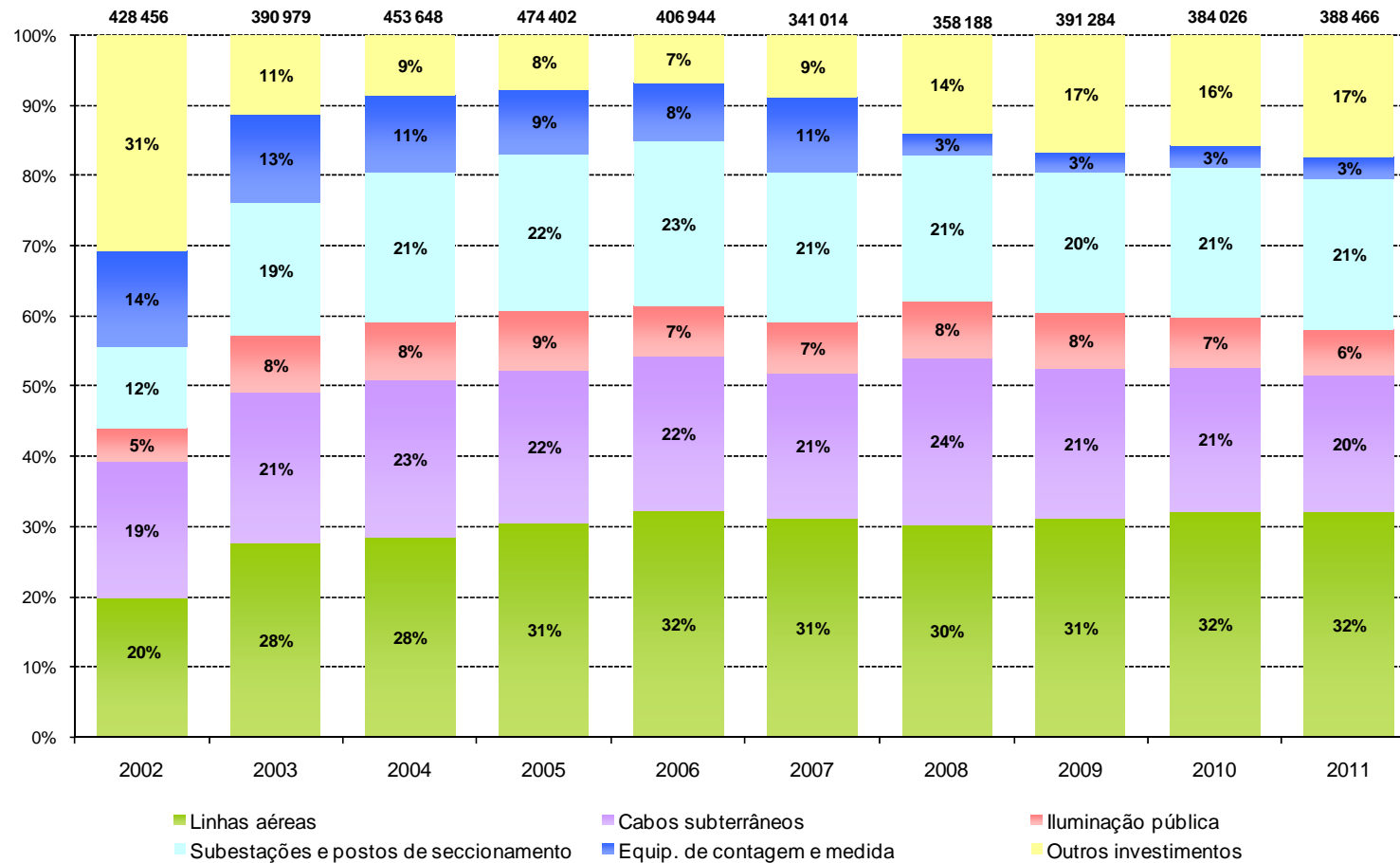


Fonte: EDP Distribuição

Na Figura 2-45 apresenta-se a evolução do investimento verificada entre 2002 e 2007, bem como os valores estimados e previstos pela empresa, respectivamente, para 2008 e para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 2-45 - Investimento na EDP Distribuição

(preços correntes)



Fonte: EDP Distribuição

Com excepção do ano 2002, todos os outros anos têm mantido uma evolução e estrutura de investimento idêntica. Em 2002, o montante em outros investimentos ascende a 130 000 milhares de euros relacionados com a incorporação na EDP Distribuição dos activos da ex-Edinfor relacionados com o projecto SAP.

O ano 2004 foi marcado por um aumento dos investimentos justificado pela aprovação e implementação do novo Regulamento da Qualidade de Serviço.

De salientar o peso dos investimentos em linhas aéreas que reflecte o aumento previsível das ligações de novos PRE. A Iluminação Pública tem aumentado o seu peso no total devido às condições dos novos contratos de concessão que promovem um nível de iluminação mais exigente.

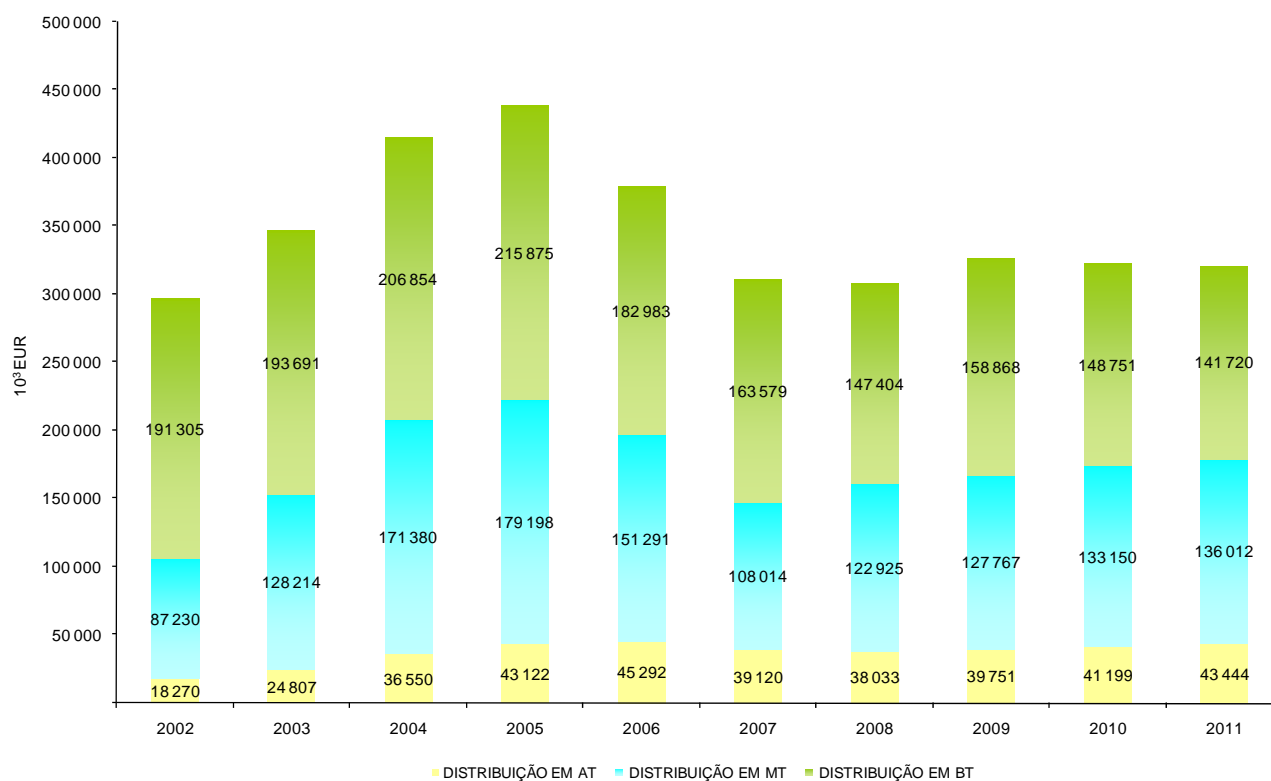
Os investimentos previstos e estimados pela EDP Distribuição para 2008 e para 2009-2011 continuam a reflectir a mesma tendência dos anos anteriores e procuram fazer face ao aumento da procura e melhoria da qualidade do serviço.

No entanto, deve ser destacada a diminuição dos investimentos em equipamentos de contagem e medida a partir de 2008, a que não deve ser alheio o facto da ERSE, na sequência da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, ter decidido deixar de aceitar os contadores na base de activos regulados. A EDP Distribuição prevê que esta rubrica passe a representar apenas 3% do total do investimento.

A rubrica de outros investimentos, que inclui outros imobilizados corpóreos e outros equipamentos básicos, apresenta para 2008 e para os anos seguintes um crescimento de mais de 100% face aos anos anteriores.

De seguida analisam-se os investimentos a custos técnicos por nível de tensão. De referir que os valores apresentados só incluem os investimentos efectuados nas redes.

Figura 2-46 - Investimento por nível tensão
(preços correntes)



Fonte: EDP Distribuição

Em 2004 e 2005 o investimento em AT e MT assumiu um peso significativo devido ao esforço para redução de perdas de energia eléctrica nas redes e de melhoria da qualidade do serviço.

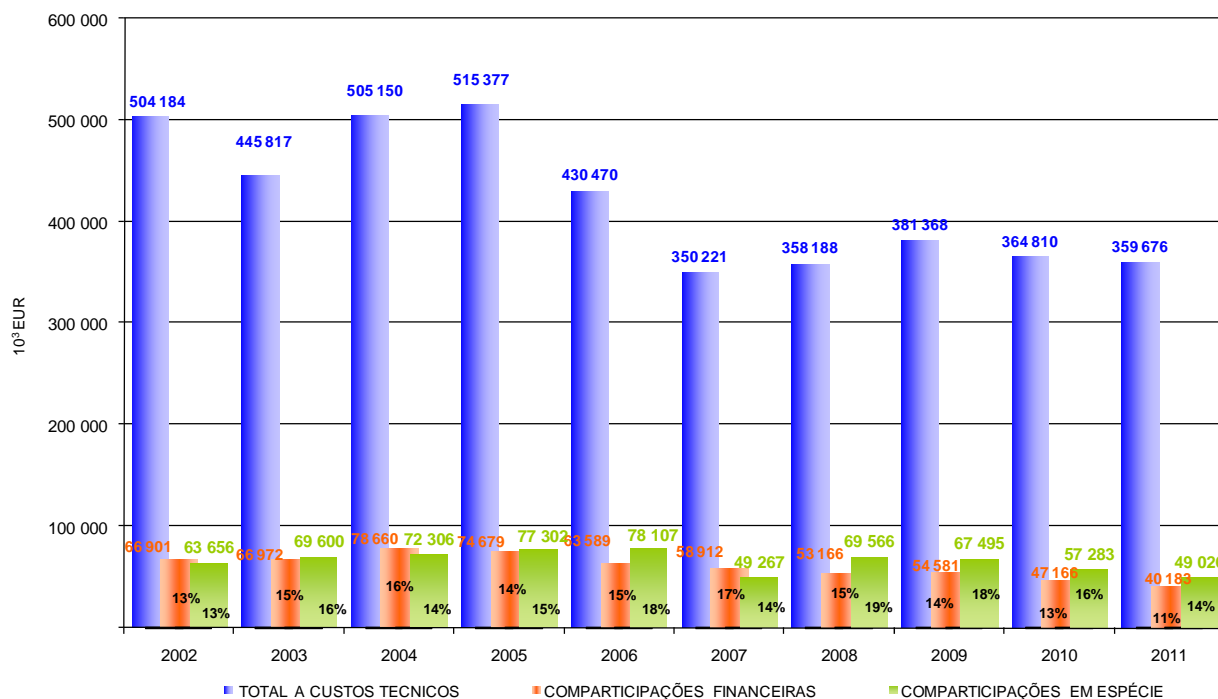
Em 2007 começa-se a assistir a uma redução dos investimentos em BT, tendência que se prevê manter para os anos seguintes, como resultado da implementação de incentivos à melhoria da eficiência de novas ligações e a uma previsível redução do número de novas ligações a realizar.

Pelo contrário, em AT, a EDP Distribuição prevê que os investimentos venham a aumentar devido à implementação dos objectivos estabelecidos no âmbito do Programa Nacional para as Alterações Climáticas, consagrado através da Resolução de Ministros n.º1/2008, de 4 de Janeiro, de que é exemplo mais recente o Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro, que promove o aproveitamento de energia das ondas. Assim, a EDP Distribuição enquanto concessionária da rede nacional de distribuição, deverá garantir a construção das infra-estruturas necessárias a receber aquela energia produzida pelos protocolos desta nova fonte de energia renovável.

A acrescer a estes investimentos obrigatórios, com a ligação de novos centros electroprodutores estão igualmente previstos outros investimentos na rede AT relacionados com ligações à RNT e com reforço da rede, nomeadamente, construção e “*up-grade*” de linhas e subestações.

O valor das participações financeiras e em espécie é apresentado na Figura 2-47.

Figura 2-47 - Investimentos a custos técnicos e participações EDP Distribuição
(preços constantes de 2008)



Fonte: EDP Distribuição

Como se pode verificar, a EDP Distribuição prevê que o valor das participações ao investimento sofra uma diminuição no novo período de regulação 2009-2011.

Com a entrada em vigor no Regulamento das Relações Comerciais em Julho de 2007, as regras de participação ao investimento foram alteradas. Assim, por um lado, são reduzidas as participações financeiras a novas ligações e, por outro, é reduzido o valor da participação por parte do requisitante relativa aos elementos de rede a construir, o que levou ao desincentivo do requisitante a proceder à sua execução (participações em espécie).

Esta situação terá como consequência um aumento dos investimentos a efectuar pela empresa, nomeadamente em subestações, uma vez que os clientes deixam de os fazer.

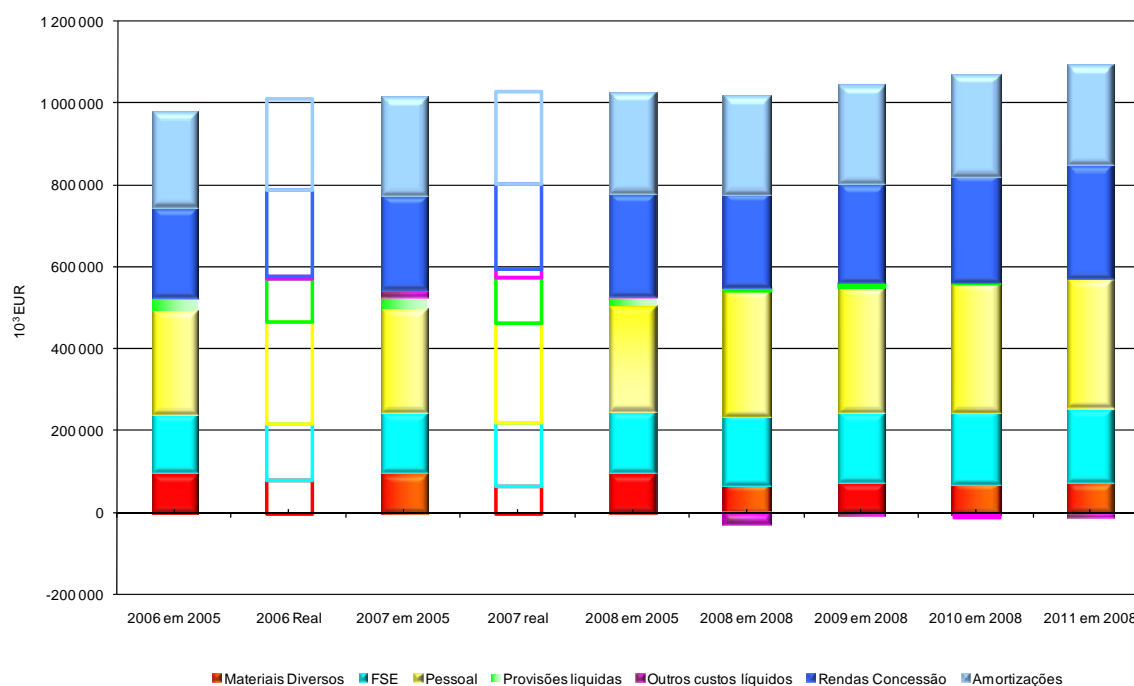
2.4.2 ANÁLISE DESAGREGADA POR ACTIVIDADES

Neste ponto são analisados os custos operacionais, excepto custos com a aquisição de energia eléctrica, das actividades reguladas que compõem a EDP Distribuição: Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)⁶ e Comercialização de Redes (C)⁶.

2.4.2.1 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período regulatório de 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 2-48 - Custos Operacionais da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
(preços correntes)



Fonte: EDP Distribuição

Pela figura anterior verificam-se algumas variações, sendo de salientar o aumento em 2006 e em 2007 da rubrica de Provisões, situação já explicada no ponto 2.4.1.

⁶ Como já referido

Os custos com maior expressão continuam a ser os custos com pessoal, as rendas de concessão, as amortizações e os fornecimentos e serviços externos (FSE). Nesta última rubrica há a registar um aumento de 12% entre 2006 e 2007, resulta em parte da evolução natural por efeito da inflação, do aumento do número de obra adiada de anos anteriores, e do aumento dos trabalhos especializados associados a projectos ambientais e de gestão.

As rendas de concessão têm vindo a sofrer acréscimos anuais resultado da evolução verificada no consumo, prevendo a empresa que em 2008 venham a atingir mais de 20% do total de custos, ultrapassando os FSE.

Os Outros Custos e Perdas Operacionais também sofreram uma variação devido à inclusão da renda anual do PAR em 2005 e do valor da Caixa Cristiano Magalhães em 2006.

Comparando os valores enviados no início do período de regulação 2006-2008 com os reais, verifica-se que estas são superiores às previsões. Este facto pode indiciar, à partida, que os objectivos de eficiência estabelecidos pela ERSE para o período 2006-2008 não estarão a ser atingidos.

Para o novo período de regulação, as previsões apontam para um aumento dos custos operacionais.

Dada a sua natureza e peso na estrutura de custos, apresenta-se no quadro seguinte a desagregação dos FSE e dos Custos com Pessoal nas suas principais componentes.

Quadro 2-17 - Custos com pessoal e FSE da actividade de Distribuição de Energia

Unid: 10³ EUR

Rubricas	2007		2008		2009 em 2008	2010 em 2008	2011 em 2008
	em 2005	real	em 2005	em 2008			
Pessoal							
Remunerações	169 245	186 786	170 049	194 986	200 557	203 120	204 282
Pensões	38 314	16 183	37 799	33 150	33 663	33 619	33 480
Encargos	37 167	37 509	37 676	39 654	40 450	40 789	41 369
Outros	35 435	31 872	36 908	35 108	34 964	35 336	35 662
Total	280 161	272 350	282 432	302 898	309 634	312 864	314 793
FSE							
Empresas do grupo	75 270	76 706	76 939	77 339	78 954	81 854	84 486
Conservação e reparação	4 349	5 146	4 576	6 418	7 121	3 795	3 883
Trabalhos Especializados	65 128	69 572	66 199	69 830	70 713	76 909	79 422
Serviços informática	18 433	14 689	17 224	12 077	12 511	16 175	16 094
Serviços da EDP Valor	23 682	30 265	24 263	31 822	31 149	31 408	32 408
Serviços gestão da EDP, SA	13 218	12 909	13 694	13 532	13 816	14 106	14 402
Outros	9 795	11 709	11 018	12 399	13 237	15 220	16 518
Outros fornecimentos	5 793	1 988	6 164	1 091	1 120	1 150	1 181
Externos ao grupo	72 958	76 930	75 887	91 873	88 544	92 572	95 342
Conservação e reparação	54 409	55 027	56 803	57 430	53 143	56 695	58 778
Trabalhos Especializados	8 251	9 166	8 352	14 364	14 376	14 809	15 248
Outros fornecimentos	10 298	12 737	10 732	20 079	21 025	21 068	21 316
Total	148 228	153 636	152 826	169 212	167 498	174 426	179 828

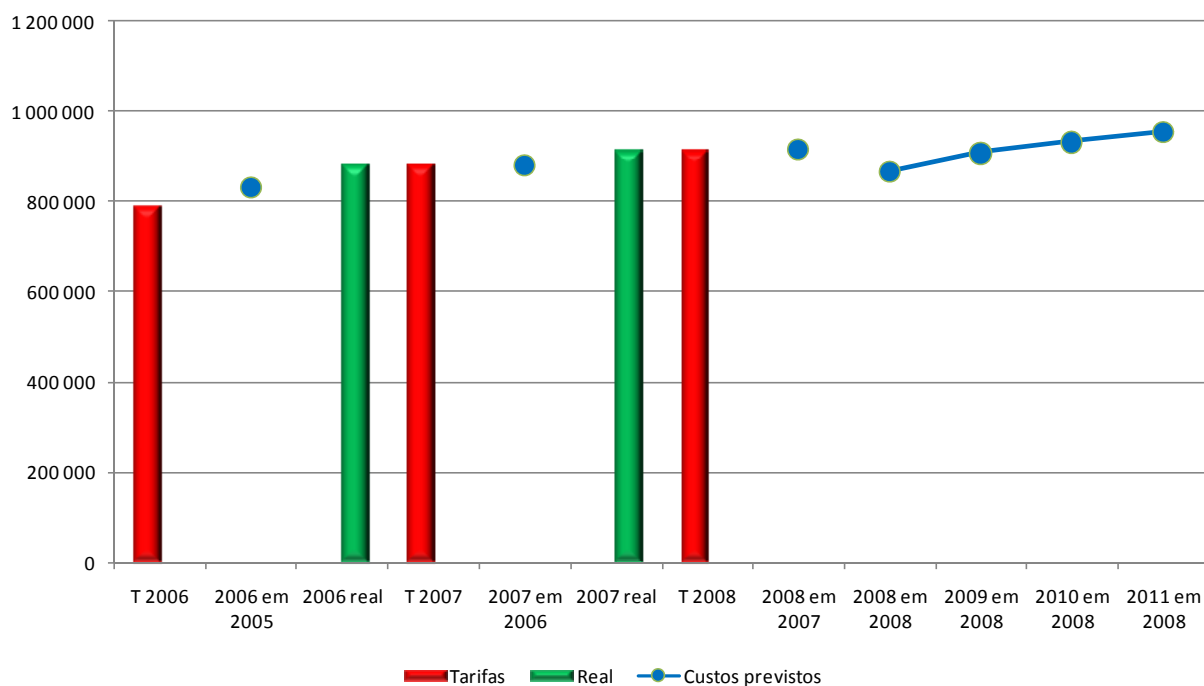
Nota: Os valores excluem o efeito de redução de custos para capitalização ao abrigo do PAR

De destacar o facto de quase 50% dos serviços adquiridos pela EDP Distribuição serem prestados por empresas do grupo, principalmente no que respeita a trabalhos nas área de suporte (recursos humanos, compras, formação, entre outros) a cargo da EDP Valor.

Os FSE de conservação e manutenção, respeitantes à conservação de imobilizado técnico, são na sua maioria prestados por entidades externas.

De seguida apresentam-se os custos regulados da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 2-49 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica



Fonte: EDP Distribuição e ERSE

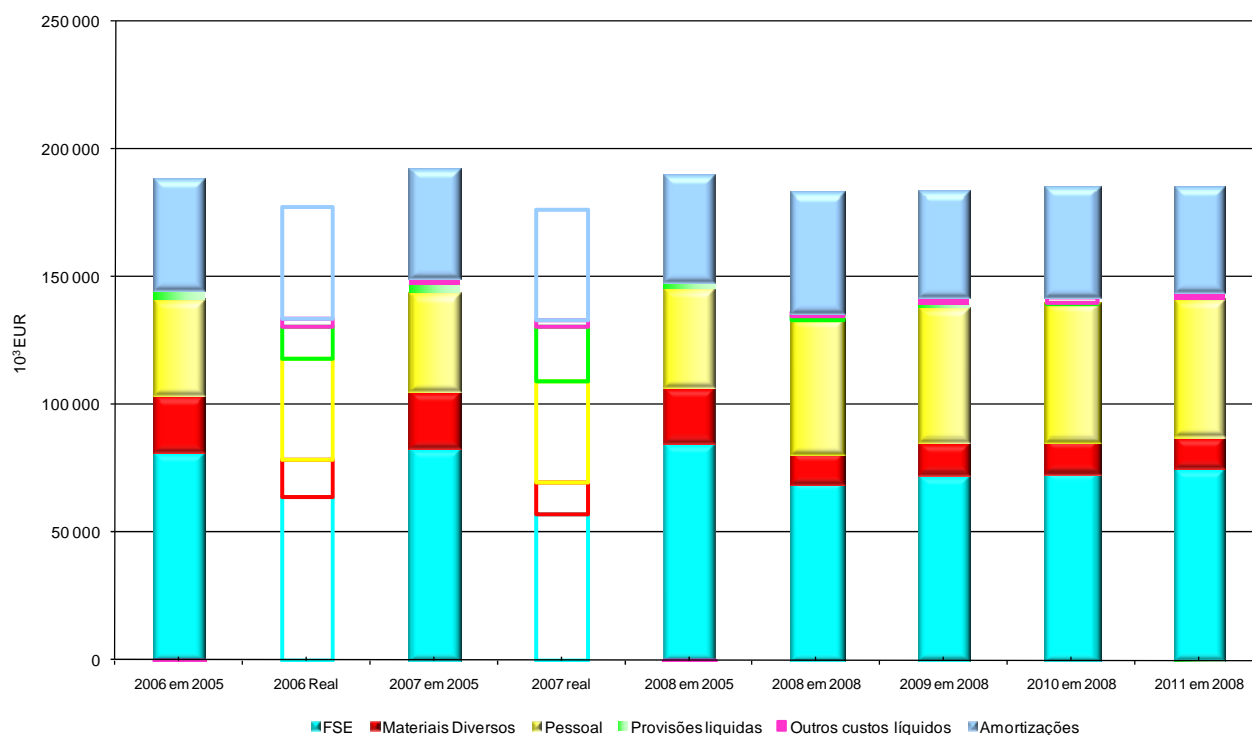
2.4.2.2 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

Como já foi referido, uma das alterações regulamentares introduzidas no regulamento em vigor, publicados em Agosto de 2008, prende-se com a integração desta actividade na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Dado que a própria empresa enviou os dados com a separação anterior, optou-se por continuar as séries existentes, ficando a análise integrada das duas actividades para uma próxima oportunidade.

Assim, apresenta-se de seguida os custos da actividade de Comercialização de Redes para o período regulatório de 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 2-50 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização de Redes
(preços correntes)



Fonte: EDP Distribuição

No período 2006-2008 é possível verificar que os valores reais foram inferiores às previsões efectuadas para o período de regulação, o que denota uma preocupação de redução de custos. Além disso, não se pode ignorar o efeito da criação da EDP Soluções Comerciais, que como já foi mencionado aquando da evolução dos custos operacionais, possibilitou à EDP Distribuição beneficiar do efeito de economias de escala em muitos serviços, o que contribuiu também para a diferença entre os valores previstos e os reais.

Este facto também justifica a alteração da estrutura de custos, verificando-se uma redução dos custos com pessoal e consequentemente um aumento do peso dos fornecimentos e serviços externos.

Para 2008 e 2009-2011 a EDP Distribuição estima que tanto o montante como a estrutura de custos se mantenham.

Dada a sua natureza e peso na estrutura de custos, apresenta-se de seguida um quadro resumo com as principais componentes dos FSE e dos Custos com Pessoal.

Quadro 2-18 - Custos com pessoal e FSE da actividade de Comercialização de Redes

Unid: 10³ EUR

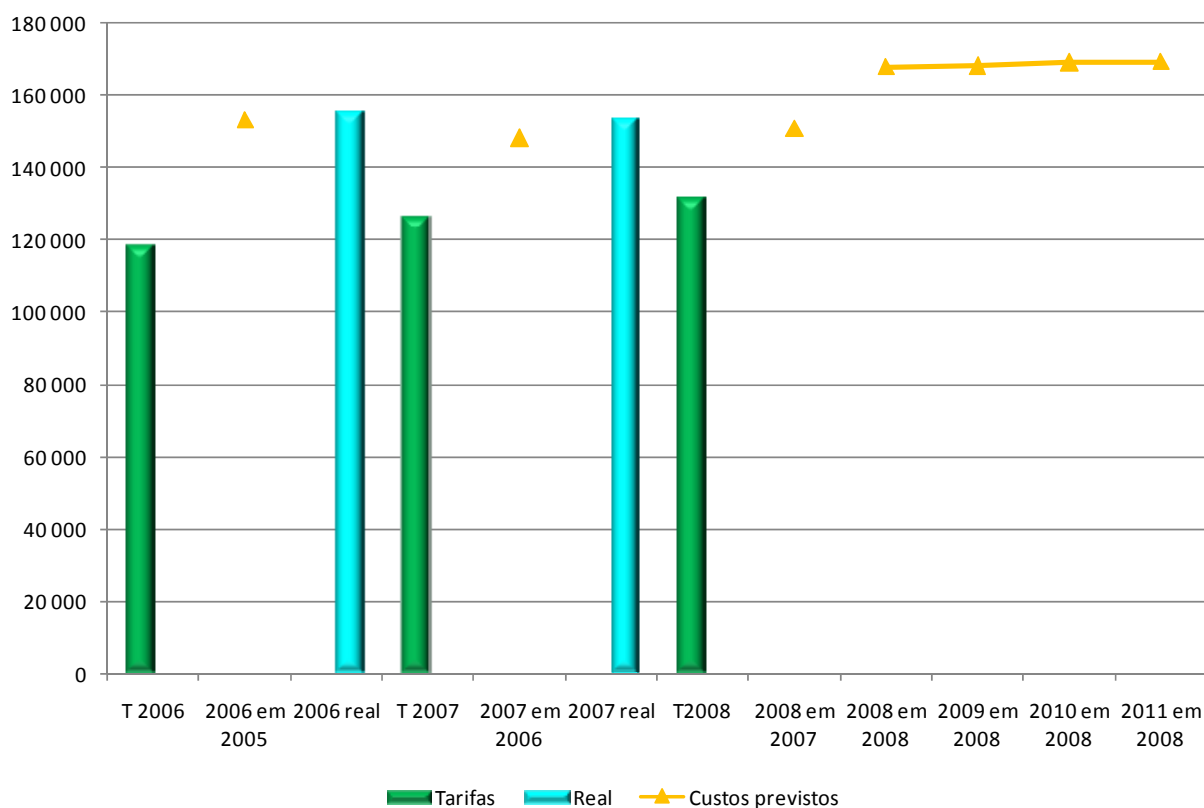
Rubricas	2007		2008		2009 em 2008	2010 em 2008	2011 em 2008
	em 2005	real	em 2005	em 2008			
Pessoal							
Remunerações	27 294	31 142	27 423	33 331	34 151	34 586	34 803
Pensões	4 349	2 016	4 290	5 667	5 733	5 726	5 705
Encargos	5 658	6 254	5 736	6 783	6 897	6 955	7 057
Outros	6 688	5 313	6 966	6 002	5 964	6 030	6 093
Total	43 989	44 725	44 415	51 783	52 745	53 297	53 658
FSE							
Empresas do grupo	62 916	46 459	63 672	58 207	61 440	62 173	63 192
Conservação e reparação	259	1 423	272	1 790	1 985	925	947
Trabalhos Especializados	61 999	44 806	62 700	56 229	59 262	61 050	62 041
Serviços da EDP Valor	3 411	4 027	3 494	4 325	4 234	4 265	4 400
Serviços da EDP Soluções Com	50 714	36 810	51 072	43 713	46 588	46 783	47 393
Outros	7 874	3 969	8 134	8 191	8 440	10 002	10 248
Outros fornecimentos	658	230	700	188	193	198	204
Externos do grupo	20 243	10 956	21 156	11 186	10 923	11 360	11 678
Conservação e reparação	3 930	5 240	4 092	5 755	5 358	5 698	5 904
Trabalhos Especializados	15 697	4 285	16 417	2 592	2 566	2 645	2 727
Outros fornecimentos	616	1 431	647	2 839	2 999	3 017	3 047
Total	83 159	57 415	84 828	69 393	72 363	73 533	74 870

Nota: Os valores excluem o efeito de redução de custos para capitalização ao abrigo do PAR

Os FSE prestados pelo grupo EDP representam mais de 70% do total, principalmente os serviços prestados pela EDP Soluções Comerciais no que respeita a serviços de atendimento, cobranças, leituras e cortes.

De seguida apresentam-se os custos regulados da actividade de Comercialização de Redes para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 2-51 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes



Fonte: EDP Distribuição e ERSE

Verifica-se que a diferença entre os valores reais e os valores considerados para efeitos de tarifas têm vindo a aumentar, o que denota, à partida, alguma ineficiência.

2.5 EDP SERVIÇO UNIVERSAL

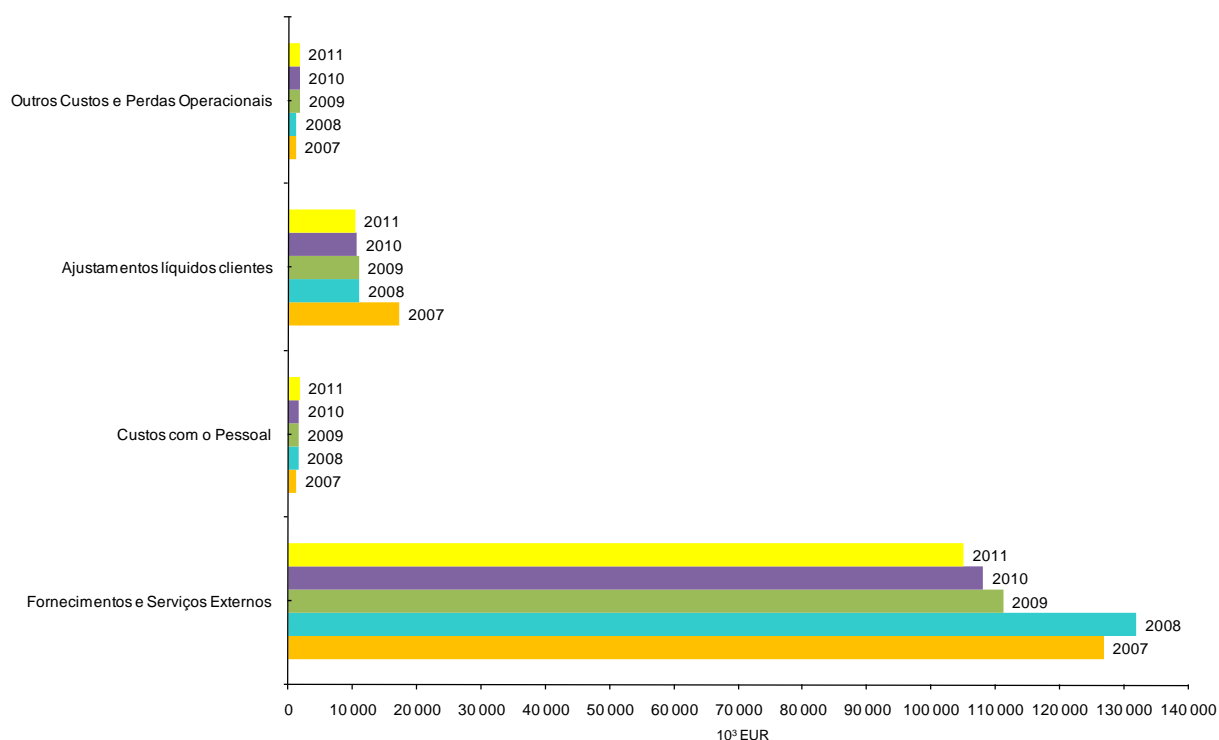
2.5.1 ANÁLISE GLOBAL

O ano de 2006 ficou marcado pela conclusão da liberalização do mercado de energia eléctrica e pela definição de um quadro legislativo com um impacto significativo para as actividades reguladas, tal como referido no ponto 2.4.1.

Neste contexto, surge a EDP Serviço Universal que veio assumir o papel de Comercializador de Último Recurso até então desempenhado pela EDP Distribuição.

Os custos operacionais reais de 2007, os previstos para 2008 e os estimados para o novo período de regulação 2009-2011 pela EDP Serviço Universal, são apresentados na Figura 2-52.

Figura 2-52 - Custos Operacionais da EDP Serviço Universal
(preços constantes de 2008)



Fonte: EDP Serviço Universal

A Figura 2-52 ilustra bem o elevado peso dos FSE na estrutura de custos da EDP Serviço Universal. Estes custos correspondem na sua totalidade a trabalhos especializados decorrentes dos serviços prestados por empresas do grupo EDP, que é justificado pela EDP Serviço Universal para criar uma empresa com “uma estrutura interna leve e flexível”.

Na rubrica dos FSE é de destacar o ano de 2008 que apresenta um montante muito elevado face às previsões para os restantes anos. Esta situação resulta do impacte da lei nº12/2008, que se traduz em mais custos inerentes aos processos comerciais e à inclusão dos custos de *trading*, como consequência da obrigatoriedade de aquisição de energia em mercado organizado a partir de Julho de 2007 no âmbito do MIBEL.

Para o novo período de regulação 2009-2011, além dos motivos já mencionados, as previsões prendem-se com:

- Evolução natural decorrente do número de clientes e da própria actividade;
- Aumento dos custos com publicidade;

- Alteração dos critérios de imputação dos custos de prestação de serviços da EDP Distribuição à EDP SU, a qual se baseia na aplicação de preços regulados e na imputação de custos de outros serviços de forma mais precisa, o que irá reduzir a factura da EDP Distribuição para a EDP SU;
- Redução da prestação de serviços da EDP Soluções Comerciais, decorrente da maior eficiência nos processos comerciais.

A empresa prevê que os custos com pessoal venham a sofrer um aumento decorrente da evolução natural da actividade, embora os montantes sejam reduzidos, pois a empresa foi dotada de um número de efectivos mínimo adequado às actividades que desenvolve e ao acompanhamento dos prestadores de serviços. O número de trabalhadores é de 16 colaboradores, não prevendo a empresa ultrapassar os 20 colaboradores no futuro.

De referir ainda que os custos com pessoal da EDP SU são custos assumidos de forma directa pelos trabalhadores transferidos da EDP Distribuição para esta empresa e de forma indirecta pela facturação feita pela EDP Distribuição por serviços prestados.

Os ajustamentos para clientes (provisões) apresentam em 2007 um valor elevado. No entanto, para o novo período de regulação a empresa prevê fazer um esforço na diminuição da dívida de clientes com mais de seis meses de atraso, nomeadamente, através de alterações no sistema comercial para evitar as prescrições das facturas.

Refira-se a este propósito que na sequência da consulta pública efectuada à recente revisão regulamentar, a ERSE decidiu não aceitar quaisquer custos associados com dívidas de clientes em atraso, pelo que as provisões de clientes não serão aceites.

Relativamente ao investimento da EDP Serviço Universal, não existe qualquer valor a referir. Com a criação da EDP Serviço Universal, a EDP Distribuição optou por deixar o imobilizado líquido associado à actividade de Comercialização no seu balanço. Apesar da forma de regulação associada à actividade de Comercialização ser por remuneração dos activos e custos aceites ex-ante a EDP Distribuição decidiu criar uma empresa sem activo fixo. Assim, a opção passa por não realizar investimentos na EDP Serviço Universal, mas antes subcontratar os serviços necessários ao desempenho das suas funções.

2.5.2 ANÁLISE DESAGREGADA POR ACTIVIDADES

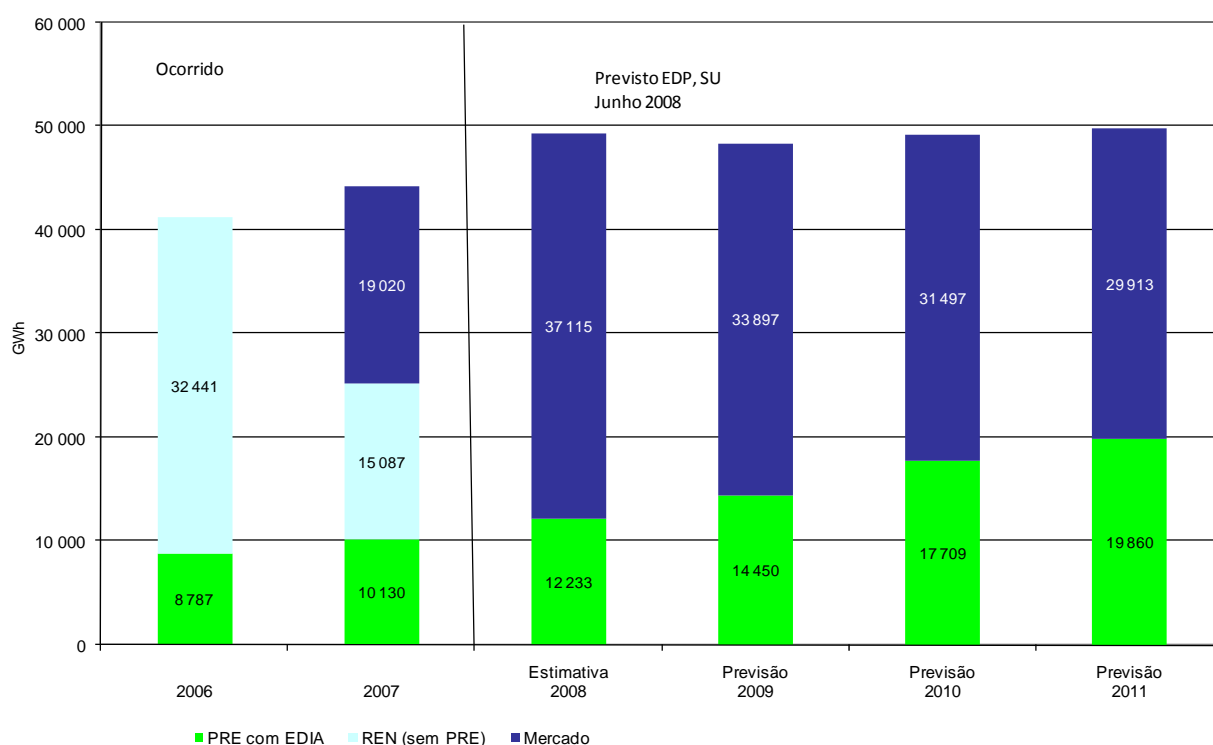
Neste ponto será feita uma breve análise das actividades reguladas: Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE) e Comercialização (C).

2.5.2.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

Desde Julho de 2007, o CUR, isto é a EDP, Serviço Universal tem a responsabilidade da aquisição de toda a energia eléctrica consumida pelos seus clientes. Por outro lado, cabe igualmente à EDP SU a aquisição da energia eléctrica emitida pelos produtores em regime especial.

No actual enquadramento, prevê-se que o peso da energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial aumente significativamente. A Figura 2-53 e a Figura 2-54 evidenciam este facto, apresentando os valores verificados até 2007, assim como os valores previstos pela EDP SU de 2008 até 2011.

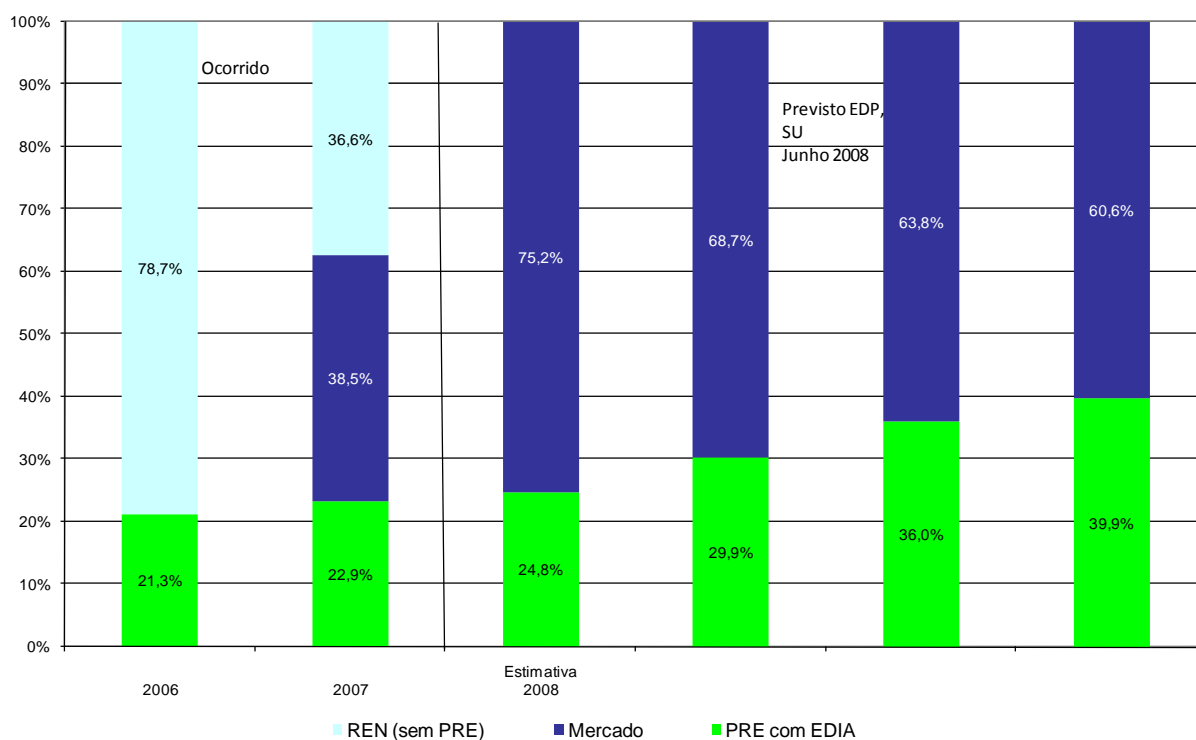
Figura 2-53 - Energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR por origem



Fonte: EDP SU, REN

Segundo a EDP SU, o peso da energia eléctrica adquirida à Produção em Regime Especial (PRE) aumentará de cerca de 23% para quase 40%, entre 2007 e 2011. Este aumento far-se-á em contraponto da evolução da energia adquirida aos produtores em regime ordinário, cujo peso diminui tanto em termos relativos como em termos absolutos durante o mesmo período. A inclusão da REN na Figura 2-53 e na Figura 2-54 como origem da energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR deve-se à existência da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica até Junho de 2007.

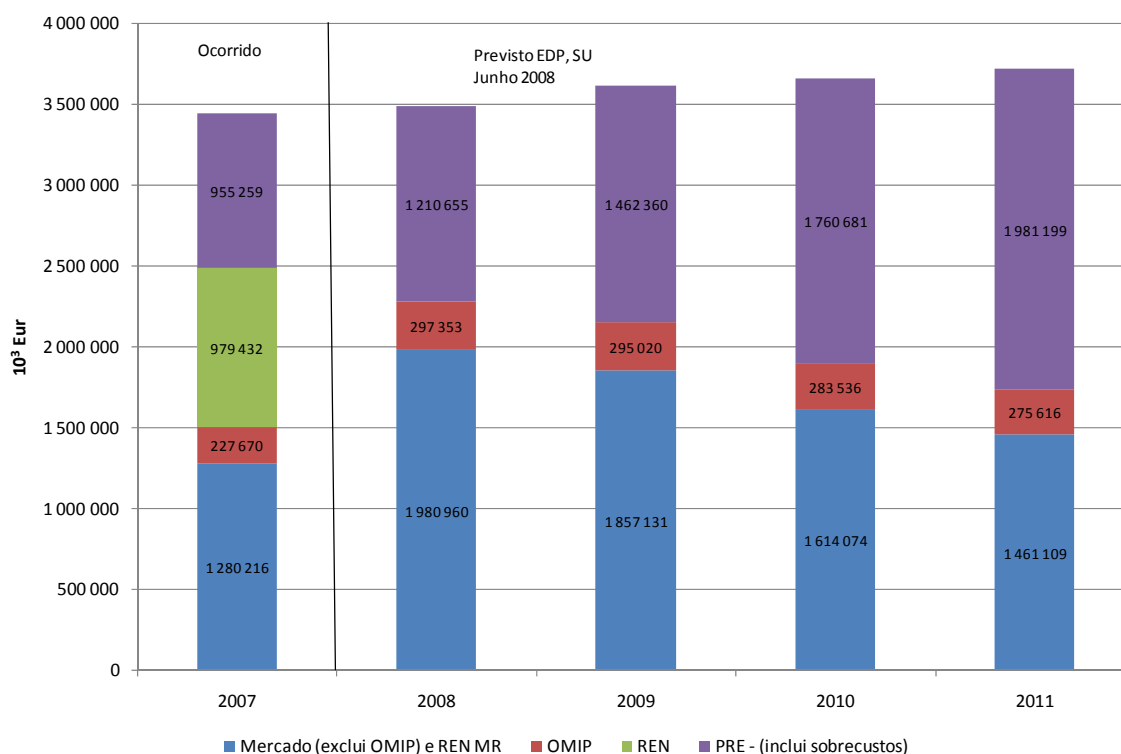
Figura 2-54 - Energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR por origem
(em percentagem)



Fonte: EDP SU

A evolução prevista pela EDP SU da energia eléctrica adquirida à PRE reflecte-se nos custos de aquisição de energia eléctrica, que como mostra a Figura 2-55, deverão aumentar entre 2009 e 2011. Pelo contrário, os custos com aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime ordinário deverão diminuir entre 2008 e 2011. Neste cenário, os custos com a PRE deverá representar cerca de 53% do total dos custos de aquisição de energia eléctrica em 2011.

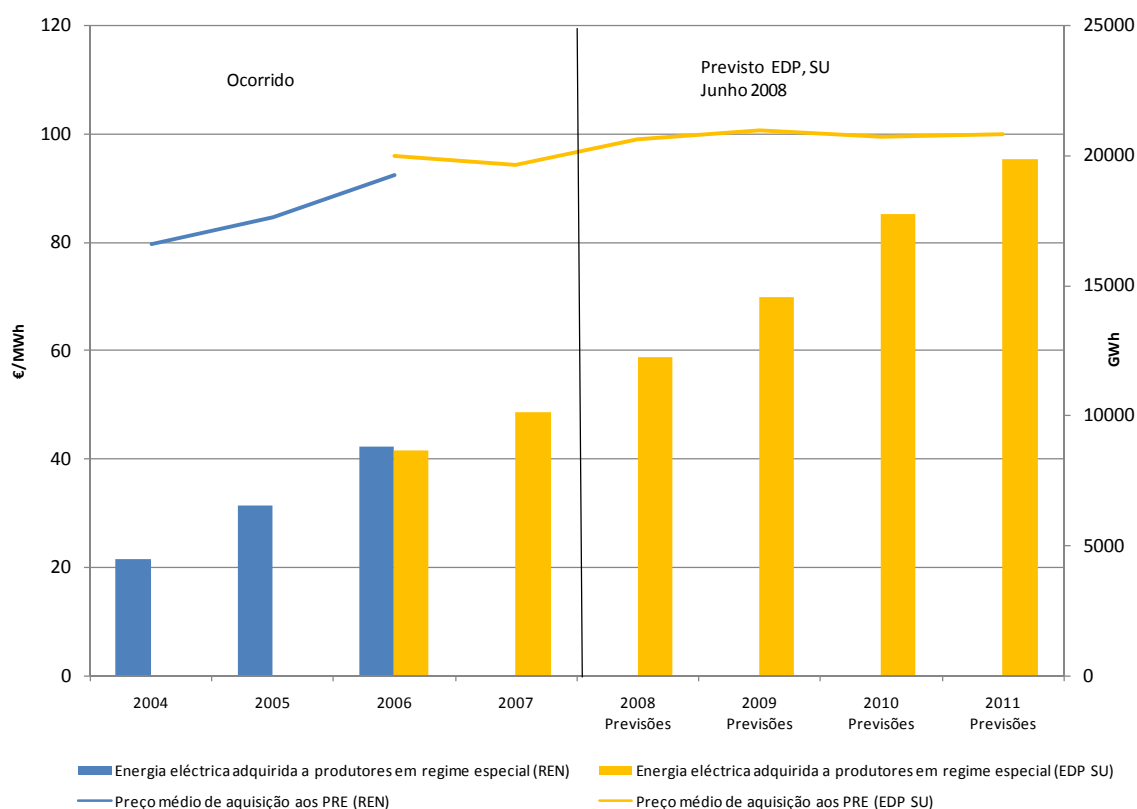
Figura 2-55 - Custos de aquisição de energia eléctrica



Fonte: EDP SU, ERSE com base em dados OMIP

A Figura 2-56 mostra que o aumento previsto para os custos com aquisição à PRE se deve principalmente ao acréscimo das quantidades de energia eléctrica adquiridas aos produtores em regime especial, tendo em conta que o seu preço é quase estável ao longo desse período. Registe-se igualmente que os valores referentes a 2006 são ligeiramente diferentes consoante a fonte seja a REN ou a EDP SU.

Figura 2-56 - Evolução dos custos de aquisição aos Produtores em Regime Especial



Fonte: EDP SU, REN

Enquanto a EDP SU previu, em Junho de 2008, que o preço da PRE estagne entre 2009 e 2011, para o mesmo período esta empresa prevê que o preço de mercado diminua. Estas diferentes tendências contribuem assim para que o custo com a PRE aumente o seu peso no total do custo com a aquisição de energia eléctrica. Estas previsões estão apresentadas no Quadro 2-19, no qual estão igualmente apresentadas as previsões da EDP SU para os custos com combustíveis.

Quadro 2-19 - Previsões de custos combustíveis e preços de mercado

	Brent IPE USD/bbl				Carvão API#2 USD/t				Preço mercado energia eléctrica €/MWh				CO ₂ €/t			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
REN (Junho 2008)	98	97	96	96	140	122	115	110	64	64	64	64	22	22	22	22
EDP SU (Junho 2008)	118	115	105	101	158	145	119	102	74,9	74,5	71,6	69,6	25	27	28	28

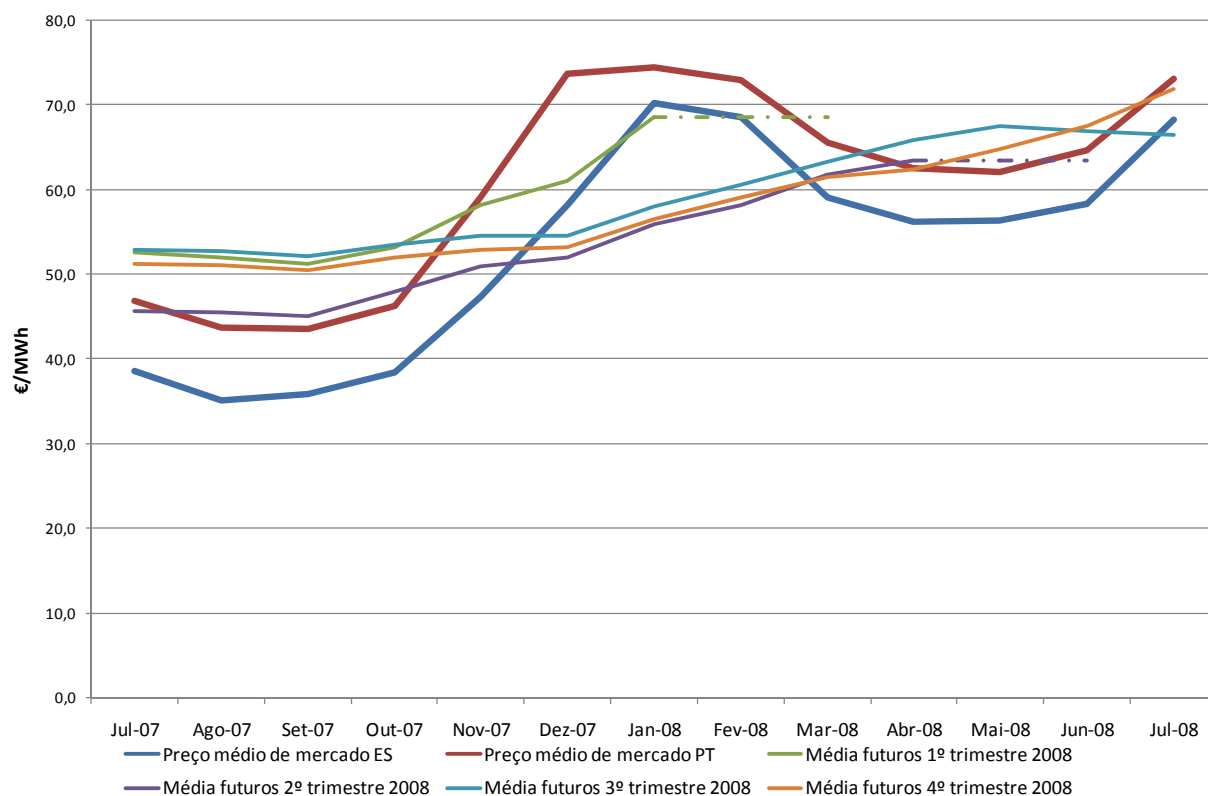
Fonte: EDP SU e REN

Neste quadro as previsões da EDP SU são comparadas com as previsões feitas pela REN em Junho de 2008 para as mesmas variáveis. Observa-se que as previsões da REN são mais conservadoras quanto à evolução dos preços do que as EDP SU.

As expectativas dos agentes económicos relativamente à evolução no futuro dos preços de mercado, materializam-se nos preços dos contratos de futuros. A Figura 2-57 compara, para o período

compreendido entre Julho de 2007 e Julho de 2008, a evolução dos preços médios ponderados em Portugal e em Espanha, com a evolução dos preços médios dos contratos de futuros para entregas no 1º trimestre de 2008, 2º trimestre de 2008, 3º trimestre de 2008 e 4º trimestre de 2008. Observa-se que até Julho de 2007 o mercado perspectivava um aumento do preço da energia eléctrica até ao final de 2008.

Figura 2-57 - Preços médios no mercado à vista e no mercado de futuros



Fonte: OMEL, ERSE com base em dados OMIP

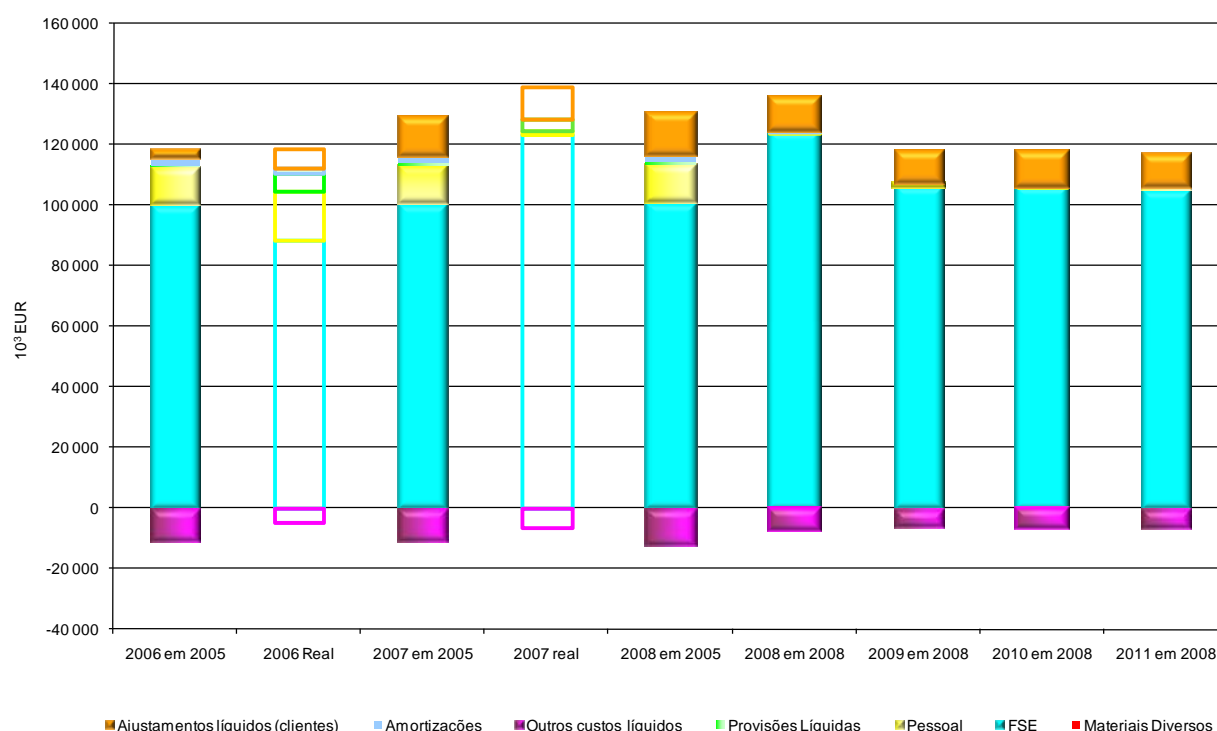
A Figura 2-57 mostra que o preço médio da energia eléctrica no mercado de futuros tem evoluído de uma forma menos volátil do que os preços dos mercados à vista.

Finalmente, registe-se que os preços médios no mercado de futuros para 2009 e 2010 situam-se, no início de Outubro de 2008, a volta de 65 €/MWh. Estes preços, que incluem o mercado português e espanhol, correspondem a preços superiores para o mercado português, devido à separação de mercado existente dos sectores eléctricos de Portugal e de Espanha. Assim, na prática as previsões para os preços de mercado em 2009 inerentes aos preços dos contratos de futuros situam-se, em Outubro de 2008, entre as previsões da REN e da EDP SU apresentadas por estas empresas em Junho de 2008.

2.5.2.2 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Apresenta-se de seguida os custos da actividade de Comercialização para o período regulatório de 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 2-58 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização
(preços correntes)



Fonte: EDP Distribuição e EDP SU

Tal como já foi referido no ponto 2.5.1 da análise global da empresa, a principal rubrica de custos é a de fornecimentos e serviços externos que representam cerca de 90% do total de custos.

A partir de 2006 verifica-se que os custos com amortizações são nulos, pois, como já referido, com a constituição da EDP SU não houve passagem de imobilizado. Os custos com pessoal são igualmente tendo ficado com um quadro de pessoal que a empresa prevê que atinja 20 trabalhadores em 2011, a maior parte dos serviços são prestados por pessoal de outras empresas do grupo EDP.

Apresentam-se no quadro seguinte as principais componentes dos FSE.

Quadro 2-20 - FSE da actividade de Comercialização

Unid: 10³ EUR

Rubricas	2007		2008		2009 em 2008	em 2010 em 2008	em 2011 em 2008
	em 2005	real	em 2005	em 2008			
FSE							
Empresas do grupo	89 291	122 215	89 230	121 582	104 067	103 466	102 838
Trabalhos Especializados	89 291	122 215	89 230	121 582	104 067	103 466	102 838
Serviços da EDP Distribuição	-	30 082	-	31 248	11 573	11 928	12 287
Serviços da EDP Soluções Comerciais	86 935	82 931	86 935	86 543	88 501	87 588	86 511
Outros	2 356	9 202	2 295	3 791	3 993	3 950	4 040
Externos do grupo	11 028	1 172	11 464	2 395	2 263	2 316	2 376
Total	100 319	123 387	100 694	123 977	106 330	105 782	105 214

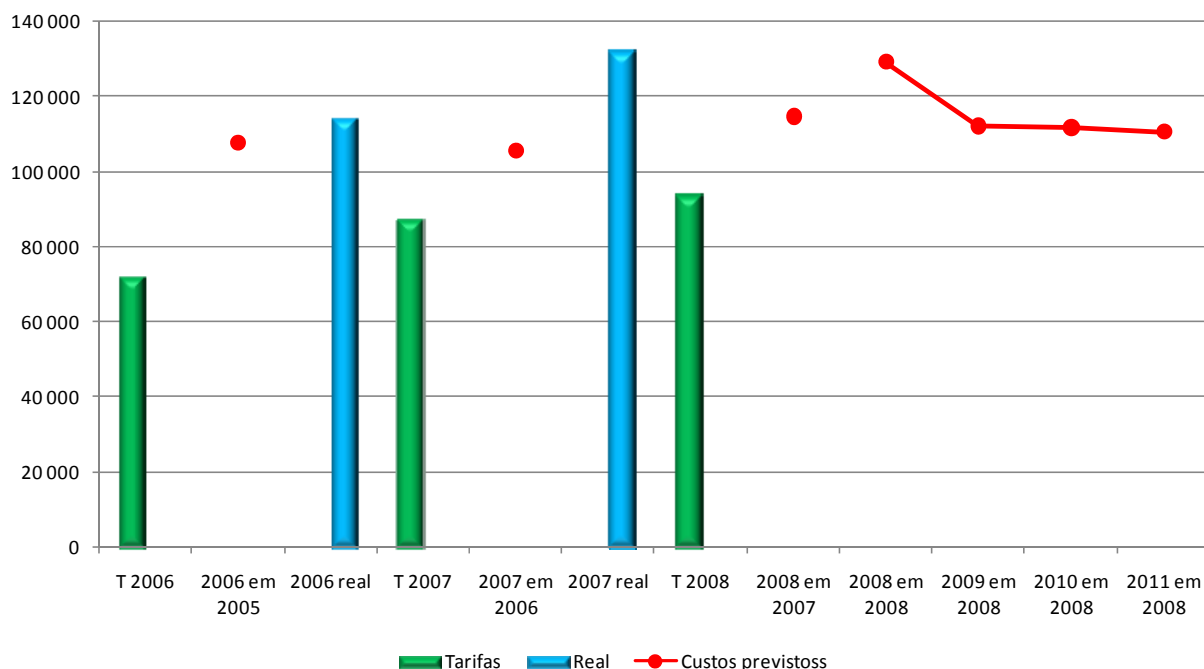
Fonte: EDP Distribuição e EDP SU

Como se pode observar o valor dos serviços prestados por entidades externas é pouco significativa. Dos serviços prestados pelas empresas do grupo, a EDP Soluções Comerciais é a que tem maior impacto através de serviços associados ao ciclo comercial, seguida da EDP Distribuição.

De salientar o facto de a EDP SU prever que o peso dos serviços prestados pela EDP Distribuição em 2009 venha a diminuir cerca de 63% em virtude das alterações já explicadas no ponto 2.5.1.

De seguida apresentam-se os custos regulados da actividade de Comercialização para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 2-59 – Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Comercialização



Fonte: EDP Distribuição, EDP SU e ERSE

Esta actividade à semelhança do que acontecia com a Comercialização de Redes da EDP Distribuição, apresenta grandes diferenças entre os valores aceites para tarifas e os valores reais. Os custos aceites para tarifas são sempre inferiores aos valores apresentados devido, por exemplo, à não aceitação dos custos com incobráveis que nos valores da empresa ascendem a 11 000 milhares de euros/ano. Para além deste tipo de custo que não tem sido aceite para regulação, o diferencial remanescente indicia que a empresa não tem conseguido atingir a eficiência imposta pela ERSE.

3 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

3.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

PROCURA DE ELECTRICIDADE

O Quadro 3-1 mostra a evolução da procura de energia eléctrica de 1998 a 2011 na Região Autónoma dos Açores (RAA). Os valores de 1998 a 2007 são verificados e os de 2008 e 2011 são os valores propostos pela EDA em Junho de 2008.

De 1998 a 2007, o consumo referido à emissão cresceu em média 6,7% ao ano. A EDA prevê crescimentos na ordem dos 4,1% ao ano para o período de 2008 a 2011. Realça-se o facto de entre 2006 e 2007 ter-se verificado uma redução da produção própria das centrais da EDA em 10,7%, compensada pelo acréscimo de 72,0% na aquisição de energia eléctrica a produtores do SAI, nomeadamente de energia geotérmica.

Os fornecimentos ao Sistema Público da RAA têm apresentado uma taxa de crescimento ligeiramente superior ao consumo referido à emissão (7,3%), contudo para os anos seguintes a empresa prevê taxas de crescimento idênticas para o consumo referido à emissão e para os fornecimentos ao Sistema Público da RAA. Entre 2005 e 2007, verificou-se um crescimento dos fornecimentos ao Sistema Público da RAA de 4,4%, tendo atingido entre 2006 e 2007 o valor mais baixo da última década, com 3,6%, sobretudo como consequência do abrandamento do consumo de energia fornecida em MT.

Ao longo do período 1998 a 2007 verificou-se uma redução das taxas de perdas passando de 13,9% em 1998 para 8,2% em 2007. A metodologia adoptada na previsão dos consumos reflecte-se na taxa de perdas⁷, perspectivando-se para 2008 a 2011 uma taxa idêntica, na ordem dos 7,6%.

⁷ Taxa de perdas = perdas / fornecimentos no Mercado Regulado x 100.

Quadro 3-1 - Evolução da procura na RAA

Unidade: MWh

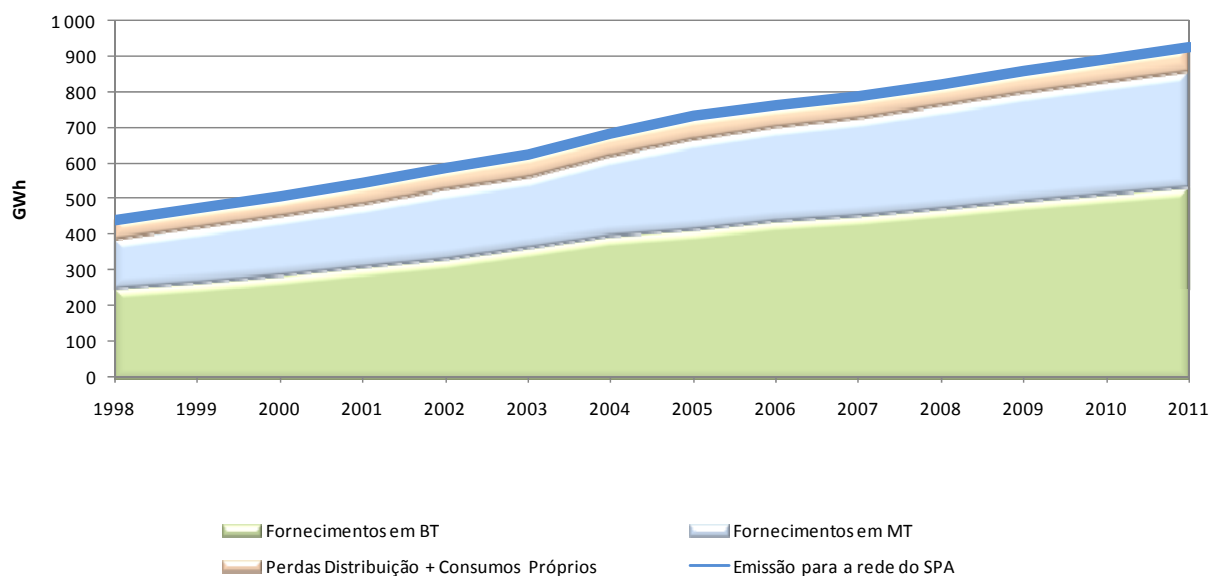
RUBRICAS	Real										Proposta EDA Junho/2008			
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EMISSION PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	440 612	474 758	505 511	544 297	586 605	625 934	684 706	732 207	762 369	787 613	821 147	859 435	893 179	925 804
(Variação média anual)	9,1%	7,7%	6,5%	7,7%	7,8%	6,7%	9,4%	6,9%	4,1%	3,3%	4,3%	4,7%	3,9%	3,7%
- Perdas nas redes	53 739	56 737	54 780	59 096	60 494	65 797	62 685	64 686	59 200	59 347	57 955	60 403	62 963	65 226
(perdas/fornecimentos)	13,9%	13,6%	12,2%	12,2%	11,5%	11,8%	10,1%	9,7%	8,4%	8,2%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
- Consumos Próprios ^[1]	0	0	0	0	341	880	1 498	1 436	1 861	1 887	2 023	2 128	2 217	2 306
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	386 873	418 021	450 731	485 201	525 770	559 257	620 523	666 085	701 308	726 378	761 169	796 904	827 999	858 272
(Variação média anual)	9,1%	8,1%	7,8%	7,6%	8,4%	6,4%	11,0%	7,3%	5,3%	3,6%	4,8%	4,7%	3,9%	3,7%
BT	249 240	264 987	284 425	307 807	329 968	362 442	395 841	412 651	436 746	451 304	471 768	493 773	512 831	531 324
(Variação média anual)	6,6%	6,3%	7,3%	8,2%	7,2%	9,8%	9,2%	4,2%	5,8%	3,3%	4,5%	4,7%	3,9%	3,6%
MT	137 633	153 034	166 306	177 395	195 802	196 815	224 682	253 434	264 562	275 074	289 401	303 131	315 168	326 948
(Variação média anual)	14,0%	11,2%	8,7%	6,7%	10,4%	0,5%	14,2%	12,8%	4,4%	4,0%	5,2%	4,7%	4,0%	3,7%

Nota: ^[1] Exclui consumos próprios das centrais.

Fonte: EDA

A Figura 3-1 permite visualizar a evolução da procura de electricidade e a evolução das perdas nas redes, incluindo consumos próprios, para o período 1998-2011. Da análise da figura verifica-se que a estrutura de consumos manteve-se praticamente estável de 1998 a 2002. Em 2003 e 2004, devido a uma reclassificação de consumos⁸, verifica-se um ligeiro acréscimo no peso dos fornecimentos em BT. A partir de 2005, volta a verificar-se um acréscimo do peso dos consumos em MT, enquanto os consumos em BT, após um ligeiro decréscimo em 2005, voltam a subir nos anos seguintes.

Figura 3-1 - Procura de electricidade na RAA



Fonte: EDA

⁸ Os consumos de BTE estavam classificados em MT.

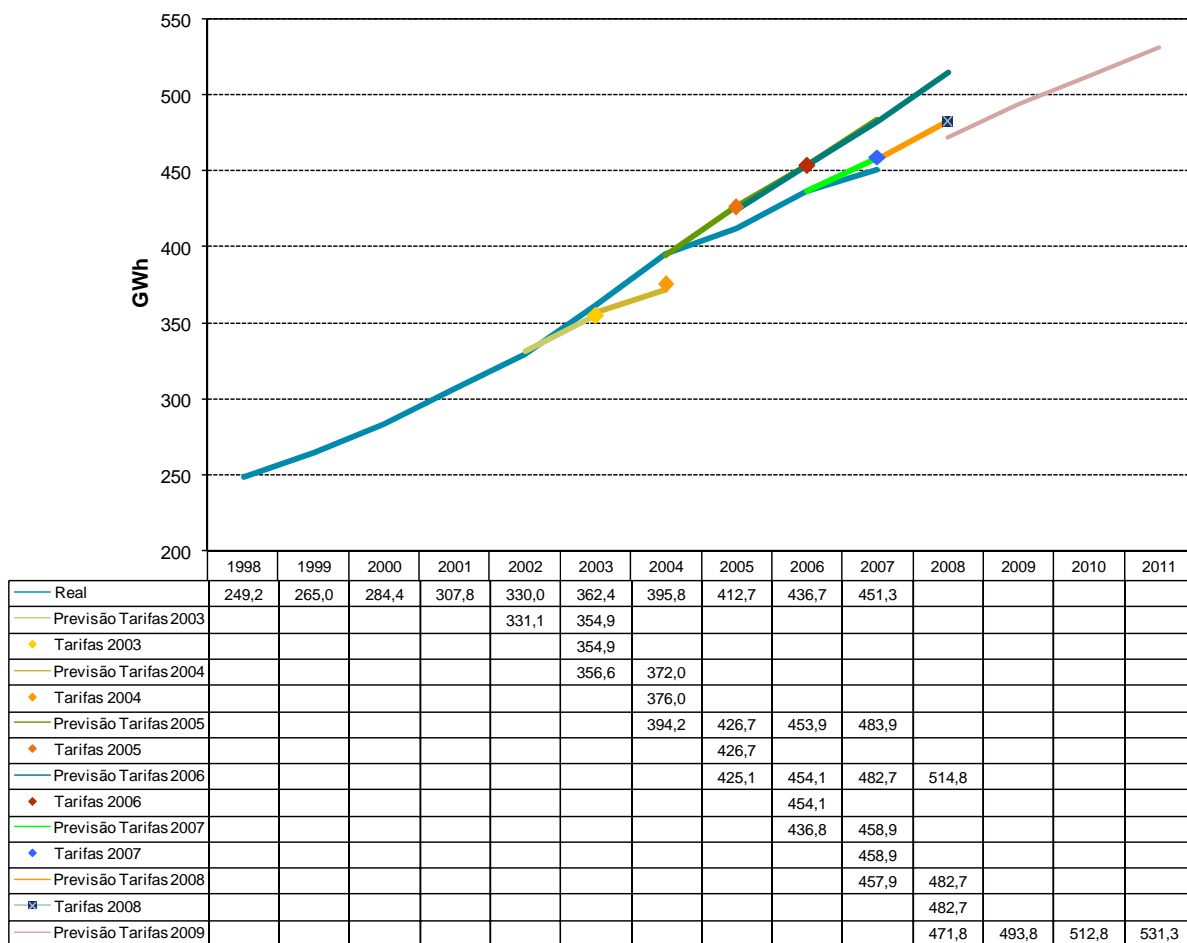
CONSUMOS POR NÍVEL DE TENSÃO

A Figura 3-2 e Figura 3-3 mostram a evolução dos consumos por nível de tensão no período 1998-2011, onde se apresentam os valores verificados até 2007 (Real), as previsões efectuadas pela EDA desde 2002 (Previsão Tarifas 2003, Previsão Tarifas 2004, Previsão Tarifas 2005, Previsão Tarifas 2006, Previsão Tarifas 2007, Previsão Tarifas 2008 e Previsão Tarifas 2009), os valores utilizados na fixação das tarifas (Tarifas 2003, Tarifas 2004, Tarifas 2005, Tarifas 2006, Tarifas 2007 e Tarifas 2008), bem como as taxas de variação anuais respectivas.

As taxas médias referem-se ao valor médio de crescimento anual no período que se inicia em 1998 e termina no último ano da previsão.

Tendo em conta as previsões dos investimentos em novos fogos e a desaceleração da actividade económica, a EDA para o período de 2008 a 2011 uma desaceleração no crescimento dos consumos em baixa tensão, relativamente aos valores ocorridos até à data.

Figura 3-2 - Fornecimentos em BT na RAA



	Tx. Média	1999/98	2000/99	2001/2000	2002/2001	2003/2002	2004/2003	2005/2004	2006/2005	2007/2006	2008/2007	2009/2008	2010/2009	2011/2010
Real	7,5%	6,3%	7,3%	8,2%	7,2%	9,8%	9,2%	4,2%	5,8%	3,3%				
Previsão Tarifas 2003	7,3%				7,6%	7,2%								
Tarifas 2003	7,3%					7,2%								
Previsão Tarifas 2004	6,9%					8,1%	4,3%							
Tarifas 2004	7,1%						6,7%							
Previsão Tarifas 2005	8,0%						8,8%	8,3%	6,4%	6,6%				
Tarifas 2005	8,0%							8,3%						
Previsão Tarifas 2006	7,8%							7,4%	6,8%	6,3%	6,6%			
Tarifas 2006	7,8%								6,8%					
Previsão Tarifas 2007	7,0%								5,9%	5,0%				
Tarifas 2007	7,0%									5,0%				
Previsão Tarifas 2008	6,8%									4,9%	5,4%			
Tarifas 2008	6,8%										5,4%			
Previsão Tarifas 2009	6,6%										4,5%	4,7%	3,9%	3,6%

Relativamente aos fornecimentos em MT, a desaceleração prevista nas taxas de crescimento para os anos de 2008 a 2011 reflectem alguma prudência face à retracção do consumo ocorrida nesse segmento.

Figura 3-3 - Fornecimentos em MT na RAA



	Tx. Média	1999/98	2000/99	2001/2000	2002/2001	2003/2002	2004/2003	2005/2004	2006/2005	2007/2006	2008/2007	2009/2008	2010/2009	2011/2010
Real	9,1%	11,2%	8,7%	6,7%	10,4%	0,5%	14,2%	12,8%	4,4%	4,0%				
Previsão Tarifas 2003	8,8%				8,7%									
Tarifas 2003	8,8%					8,6%								
Previsão Tarifas 2004	9,4%					6,3%	13,7%							
Tarifas 2004	9,4%						9,7%							
Previsão Tarifas 2005	7,4%						5,3%	9,5%	7,8%	6,8%				
Tarifas 2005	7,4%							9,5%						
Previsão Tarifas 2006	8,5%							12,8%	6,9%	7,4%	6,7%			
Tarifas 2006	8,8%								6,9%					
Previsão Tarifas 2007	8,1%								3,9%	5,1%				
Tarifas 2007	8,1%									5,1%				
Previsão Tarifas 2008	7,9%									5,4%	5,5%			
Tarifas 2008	7,9%										5,5%			
Previsão Tarifas 2009	7,7%										5,2%	4,7%	4,0%	3,7%

PERDAS

A Figura 3-4 permite analisar a evolução das perdas nas redes de transporte e distribuição em relação aos fornecimentos aos clientes do Sistema Público da RAA. Verificou-se uma redução em termos

relativos das perdas relativamente aos fornecimentos no Sistema Público da RAA, no período 1998-2006, excepto em 2003. A EDA prevê para os anos de 2007 e 2008 uma taxa de perdas, na ordem de grandeza dos 8,5%, valor sensivelmente idêntico ao ocorrido em 2006 (8,4%).

Figura 3-4 - Perdas nas redes de transporte e distribuição da RAA

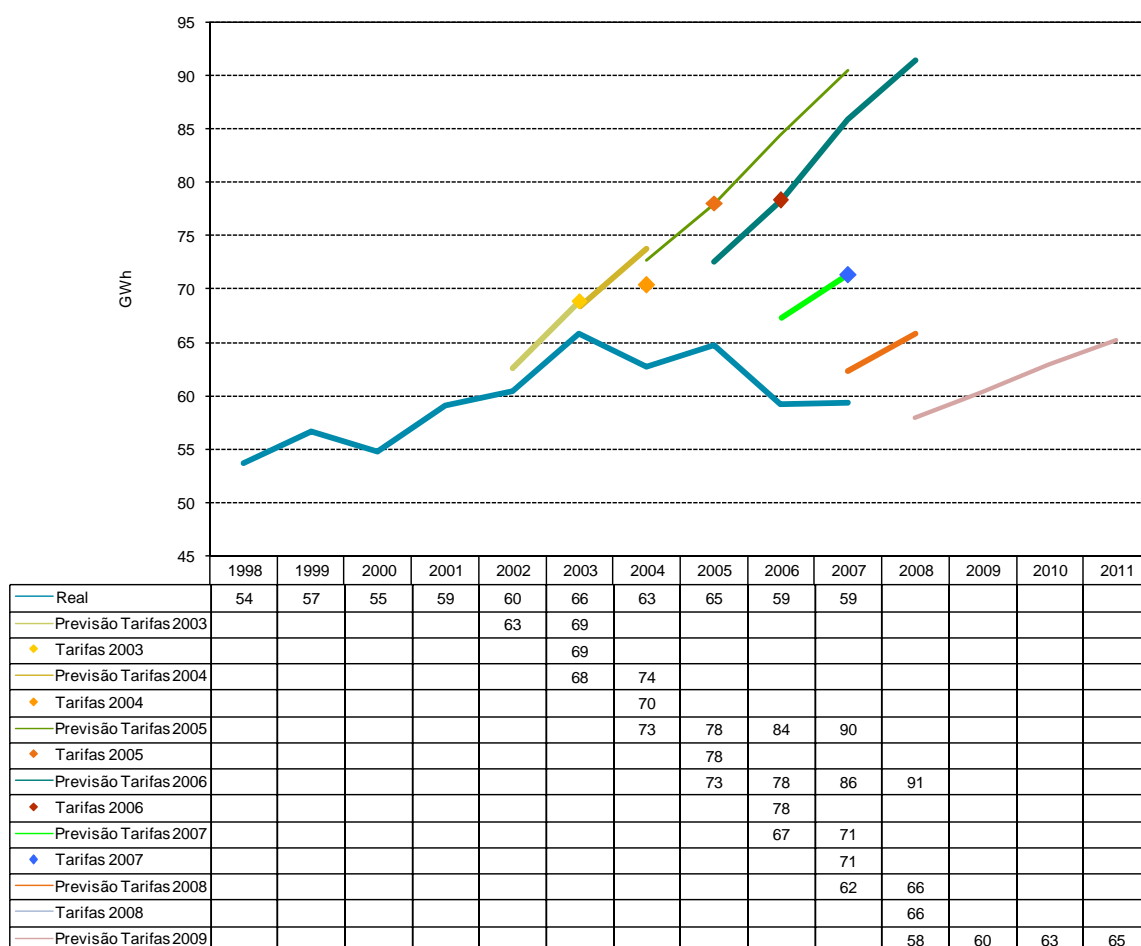
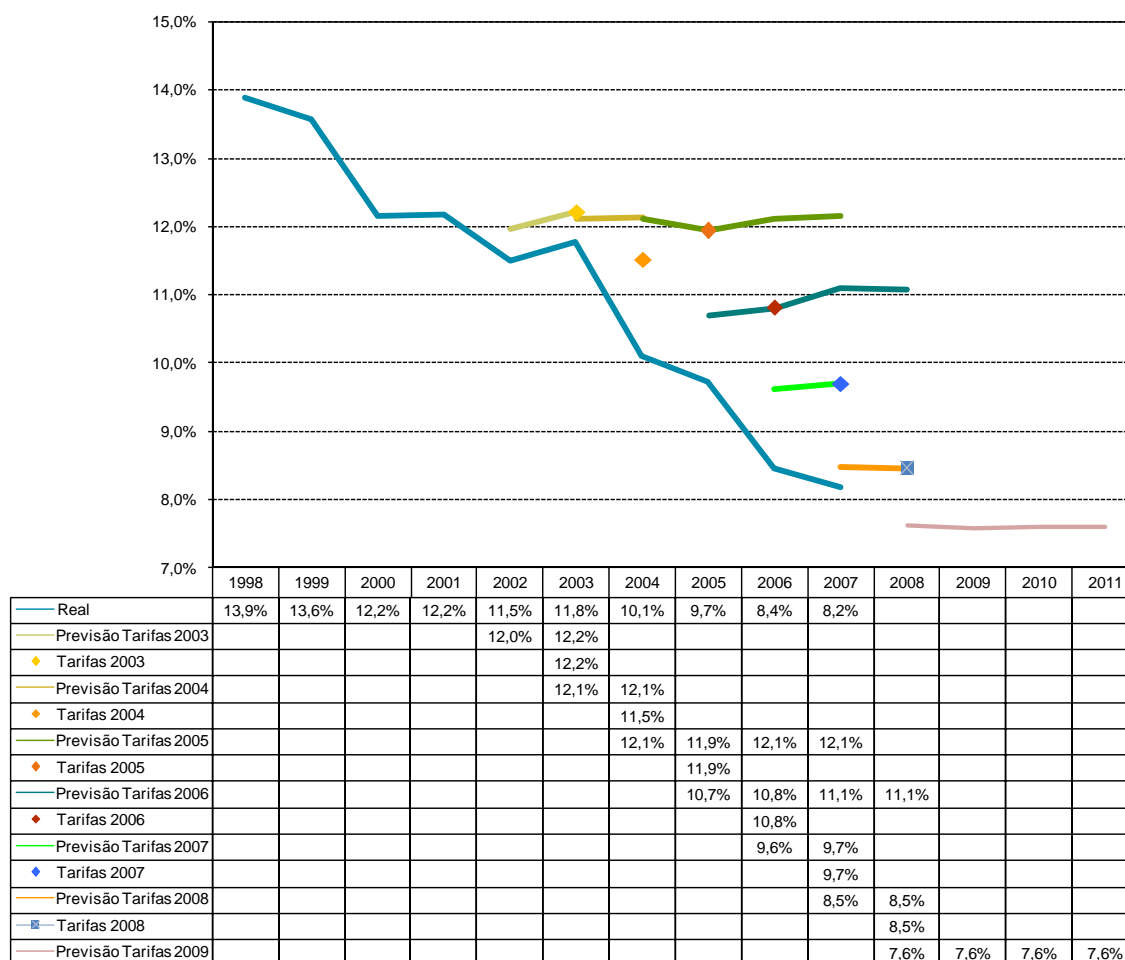


Figura 3-5 - Taxa de perdas nas redes de transporte e distribuição da RAA
(perdas / fornecimentos a clientes do Sistema Público da RAA) x 100

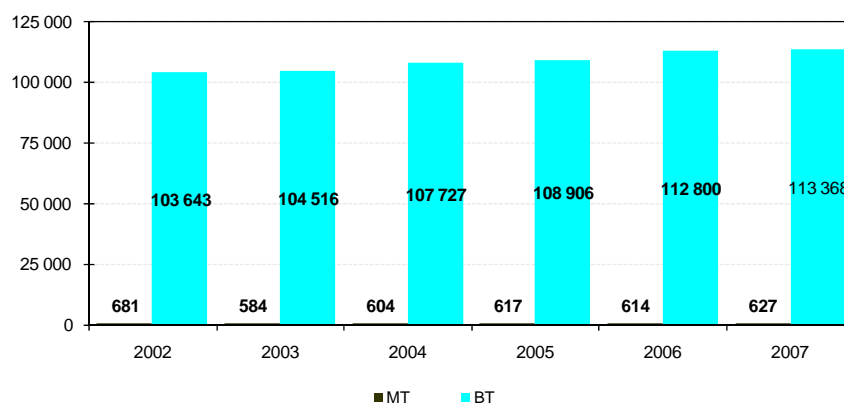


3.2 EDA

3.2.1 ANÁLISE GLOBAL

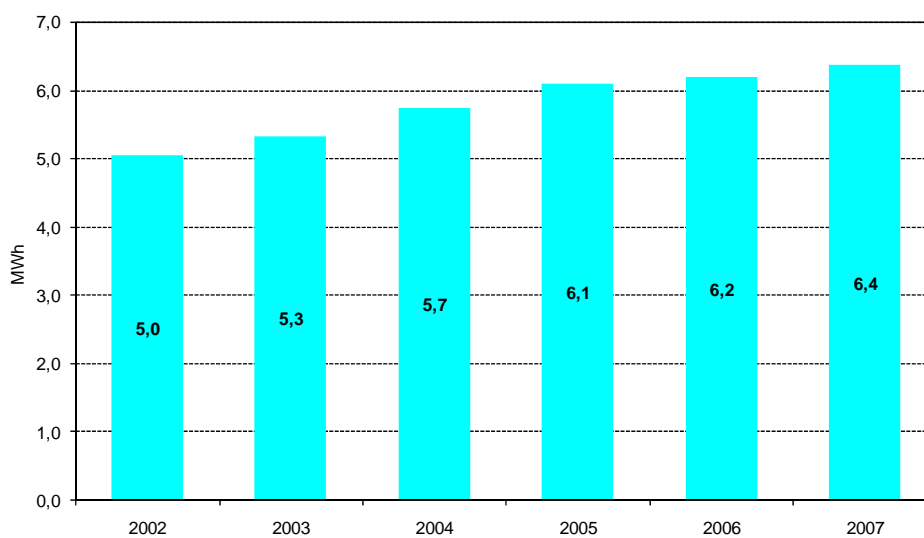
Apresentam-se de seguida alguns indicadores que caracterizam o desempenho global da EDA no período 2002-2007.

Figura 3-6 - Número de Clientes



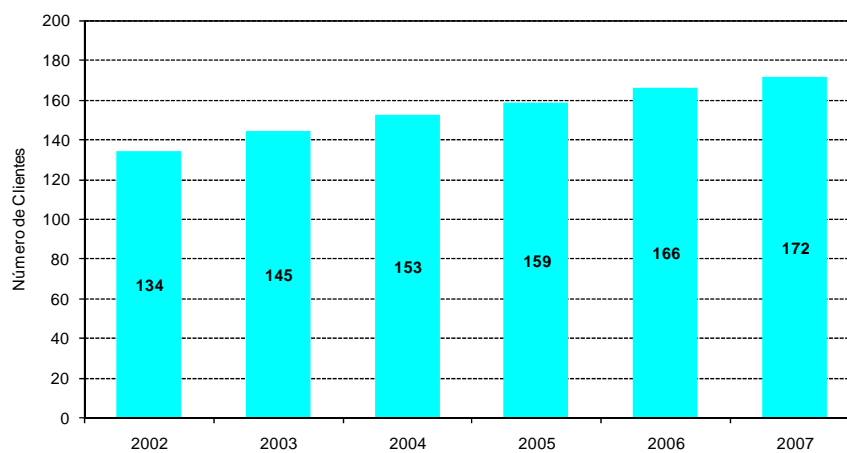
Fonte: EDA

Figura 3-7 - Fornecimentos de energia eléctrica por cliente



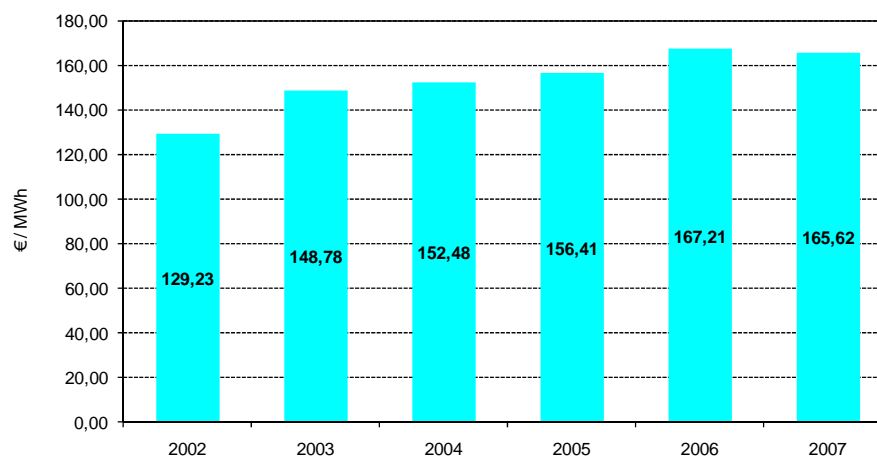
Fonte: EDA

Figura 3-8 - Clientes por Trabalhador

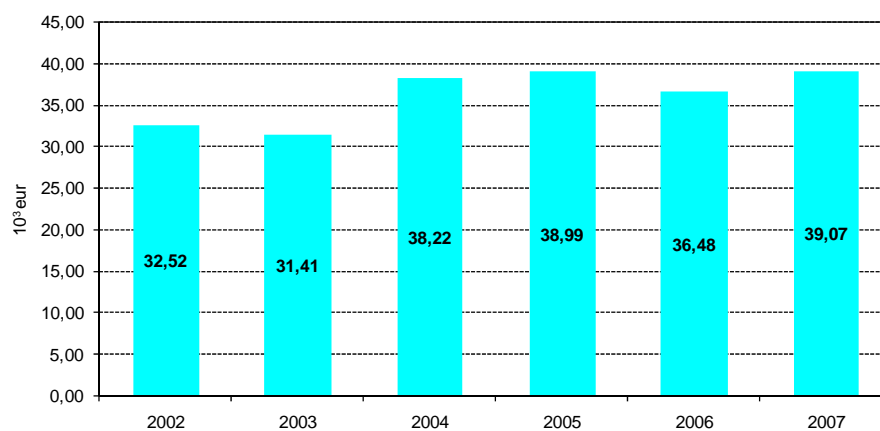


Fonte: EDA

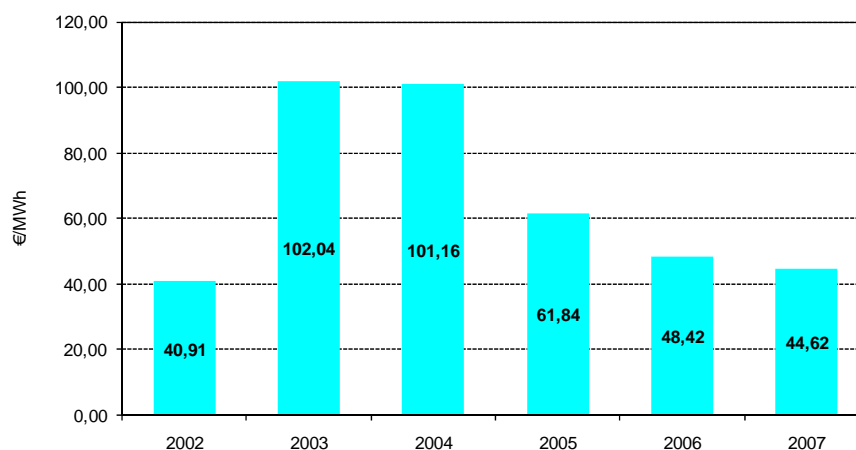
Figura 3-9 - Custos Operacionais por MWh fornecido



Fonte: EDA

Figura 3-10 - Custos com Pessoal por Trabalhador

Fonte: EDA

Figura 3-11 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido

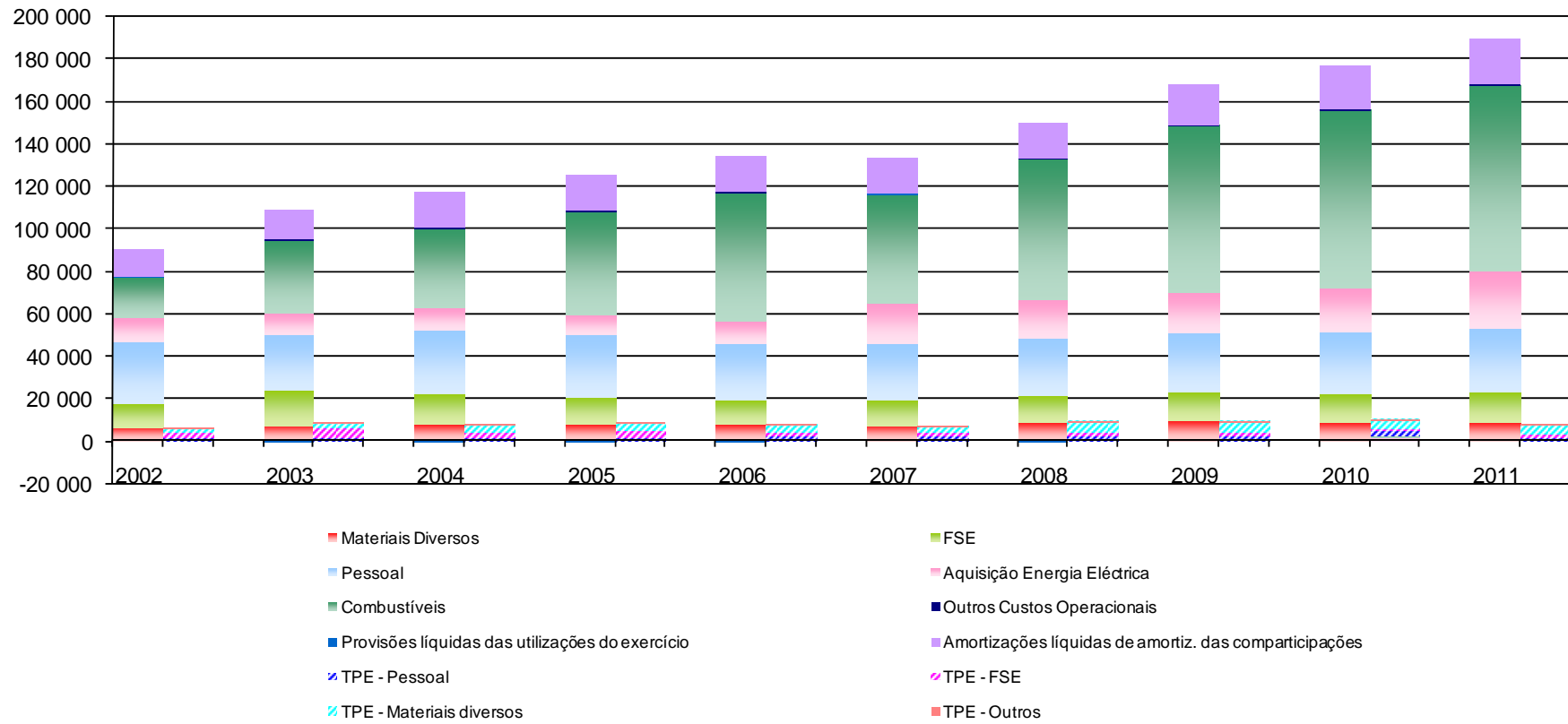
Fonte: EDA

A observação dos gráficos anteriores permite destacar os custos por trabalhador que aumentaram no período em análise excepto em 2006 onde se regista um decréscimo de 6% em consequência da variação negativa dos encargos sociais/pensões. O investimento por MWh fornecido tem apresentado uma grande oscilação, com destaque para o ano de 2003 e 2004 onde o montante em investimento foi muito elevado como explicado mais à frente.

O ano 2007, com excepção dos investimentos, apresenta uma evolução em sintonia com os anos anteriores e que revela a evolução natural da actividade da EDA. No que respeita aos investimentos por MWh fornecido, o ano 2007 apresenta um ligeiro decréscimo em virtude da diminuição que se fez sentir nesse ano ao nível do montante de investimentos, cerca de 5% face a 2006.

Seguidamente apresenta-se os custos operacionais da EDA nos anos de 2002 a 2007 e os custos estimados e previstos pela empresa para 2008 e para o período regulatório 2009-2011, respectivamente.

Figura 3-12 - Custos Operacionais da EDA
(preços constantes de 2008)



Fonte: EDA

A análise aos valores apresentados permite aferir que os custos operacionais têm sofrido um aumento constante ao longo dos anos. Este aumento resulta principalmente do aumento dos custos das mercadorias vendidas e matérias consumidas (aumento do consumo de fuelóleo/gasóleo aliado ao aumento do seu custo), custo com maior peso na estrutura de custos. Em 2007, o valor dos combustíveis evidencia um ligeiro decréscimo consequência da opção pelas energias renováveis e pelo decréscimo do preço estimado.

Para 2008 e para o período 2009-2011, verifica-se que a EDA prevê um aumento substancial dos custos, justificado quase na totalidade pelo acréscimo que se estima para os custos dos combustíveis, explicado pela conjuntura económica que se tem vivido. Contudo, para 2011 prevê-se com a exploração da geotermia na ilha Terceira, que o contributo da produção de energia por fonte renovável venha colmatar aquele efeito e consequentemente aumentar a rubrica de aquisição de energia, que regista um aumento de 29% de 2010 para 2011.

A segunda maior fatia dos custos, cerca de 20%, refere-se aos custos com pessoal para os quais se prevê um aumento para 2008 e para o período regulatório seguinte, resultante, sobretudo, da estimativa de acréscimo de responsabilidades com o fundo de pensões e indemnizações por despedimento, custo este não aceite para efeitos de regulação.

No entanto, há a referir o ano 2006 devido ao decréscimo de 12% desta rubrica, o qual é da total responsabilidade dos custos de exploração, pois a parte imputada ao investimento, que está registada na rubrica de trabalhos para a própria empresa (TPE), pelo contrário, teve um aumento de 18% face ao ano anterior. Aquele decréscimo é, em parte, justificado pelos movimentos anuais do fundo de pensões que estão influenciados pelo efeito da alteração da taxa técnica de actualização que passa de 5% para 4,75%.

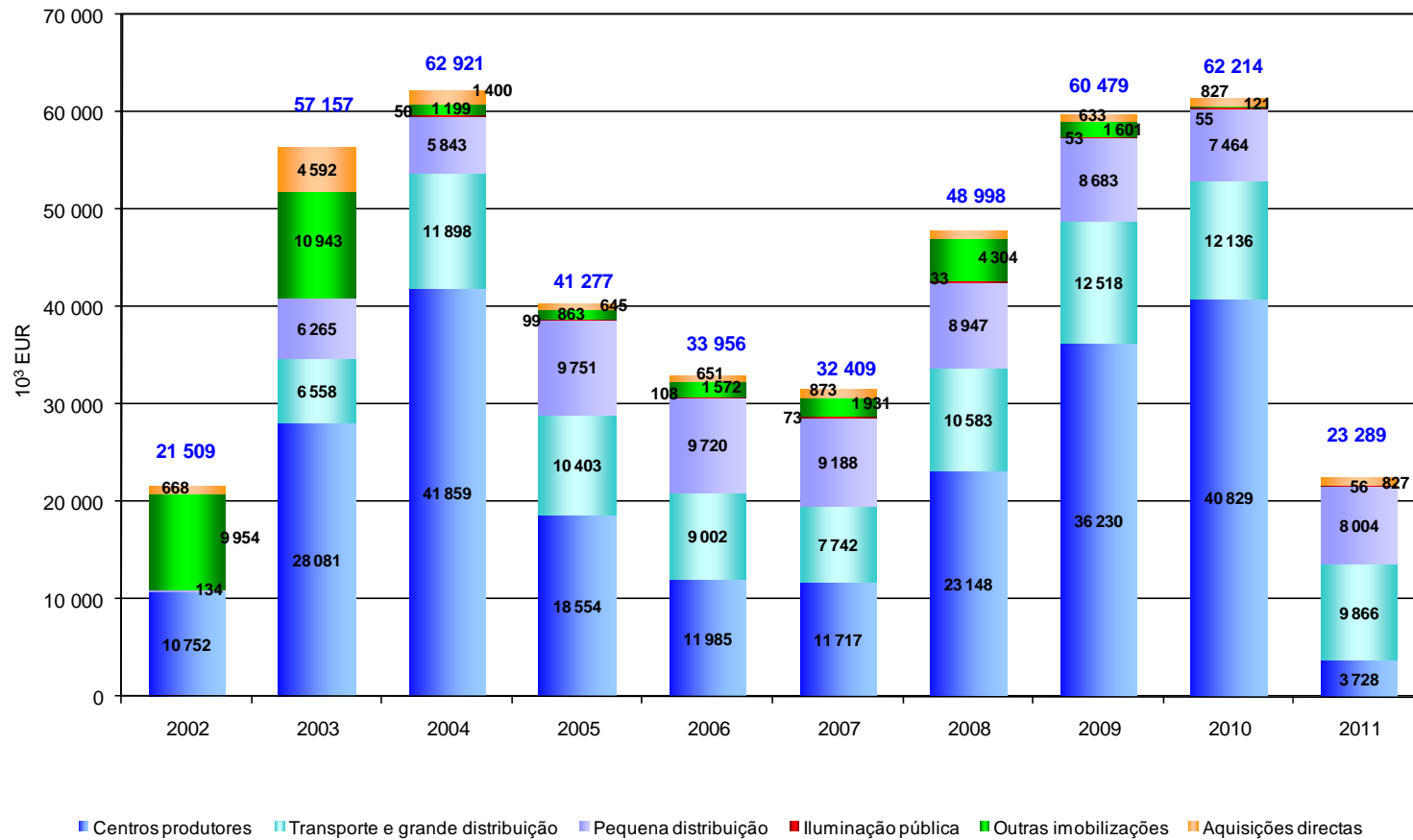
Nas amortizações também se estima um aumento para o triénio 2009-2011 consequência do expectável aumento do imobilizado em exploração (4 novos grupos geradores entre 2010 e 2011, por exemplo).

Podemos ainda constatar que ao nível dos FSE se assiste a um aumento em virtude, principalmente, das sub-rubricas de Conservação e Serviços de informática (pela revisão do contrato do sistema comercial – SAP IS-U) e da necessidade que a EDA tem em recorrer a subcontratação para colmatar a diminuição do efectivo nas áreas da Distribuição e Comercial. No entanto, esta rubrica é bastante influenciada pelos TPE. Se analisarmos a evolução de 2003 para 2004, verificamos que o decréscimo verificado se deve na totalidade ao decréscimo da parte de investimento.

Nos materiais diversos a parte de TPE representa mais de 50% do total de custo, pelo que se verifica que embora o valor total desta rubrica aumente, a parte de exploração regista um decréscimo.

O investimento da EDA é apresentado na figura seguinte.

Figura 3-13 - Investimentos da EDA
(preços correntes)



Fonte: EDA

Os investimentos têm apresentado uma oscilação ao longo do período, prevendo-se um aumento significativo para 2008 e 2009. A variação do nível de investimento a partir de 2003 decorre do início da regulação por parte da ERSE.

Em 2002 e 2003 destaca-se o elevado peso das outras imobilizações, 49% e 27%, respectivamente, que resultam de investimentos em outras áreas, nomeadamente, sistemas de informação, edifícios administrativos e aquisição de vários equipamentos integrados directamente em imobilizado.

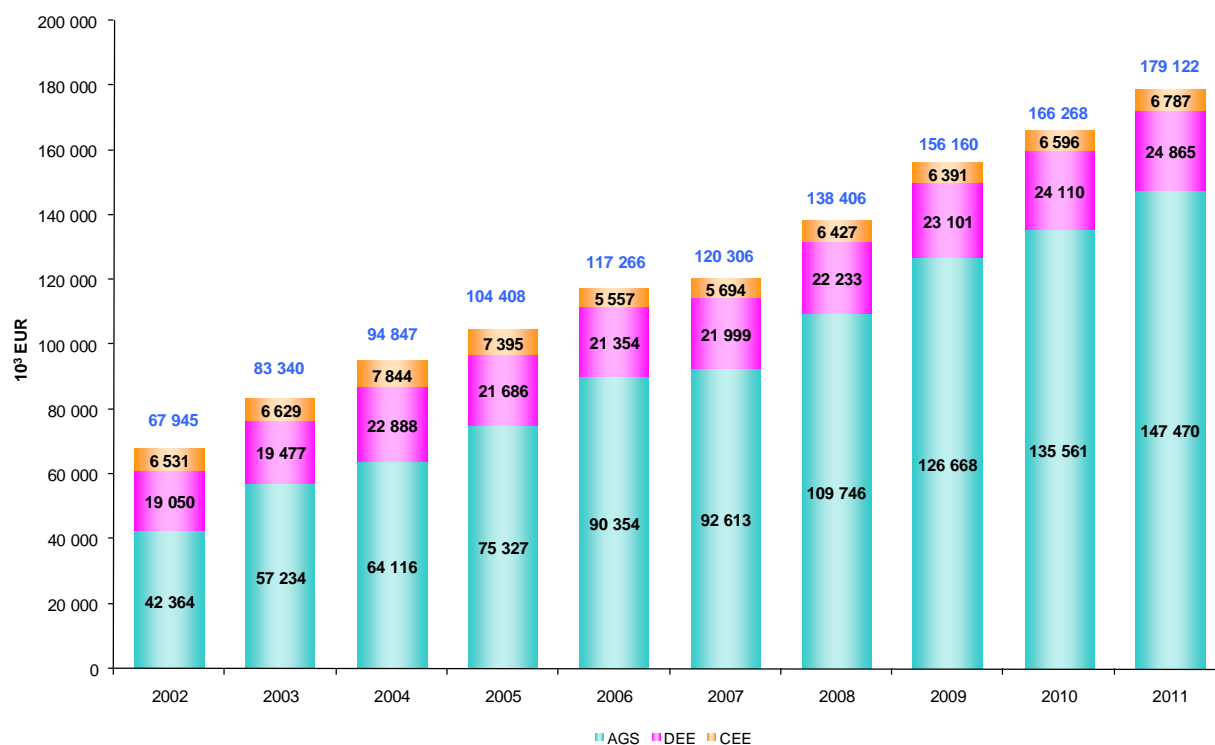
O ano 2004 fica marcado por um crescimento acentuado do nível de investimento em virtude do reforço do sistema electroprodutor e substituição de equipamento obsoleto.

No novo período em análise é de destacar o ano de 2008 e de 2009 com um aumento estimado de 51% e 23% face ao total de 2007 e de 2008, respectivamente. Este aumento é explicado sobretudo pelos investimentos nos centros electroprodutores (98% de 2007 para 2008 e 57% de 2008 para 2009). Esta situação é explicada pela previsão de mais 2 novos grupos geradores para 2008 e uma nova central e 4 novos grupos geradores para 2009.

3.2.2 ANÁLISE DESAGREGADA POR ACTIVIDADES

Na Figura 3-14 analisa-se a repartição de custos operacionais pelas actividades de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de energia eléctrica (DEE) e Comercialização (C).

Figura 3-14 - Custos Operacionais das actividades reguladas da EDA
(preços correntes)



Fonte: EDA

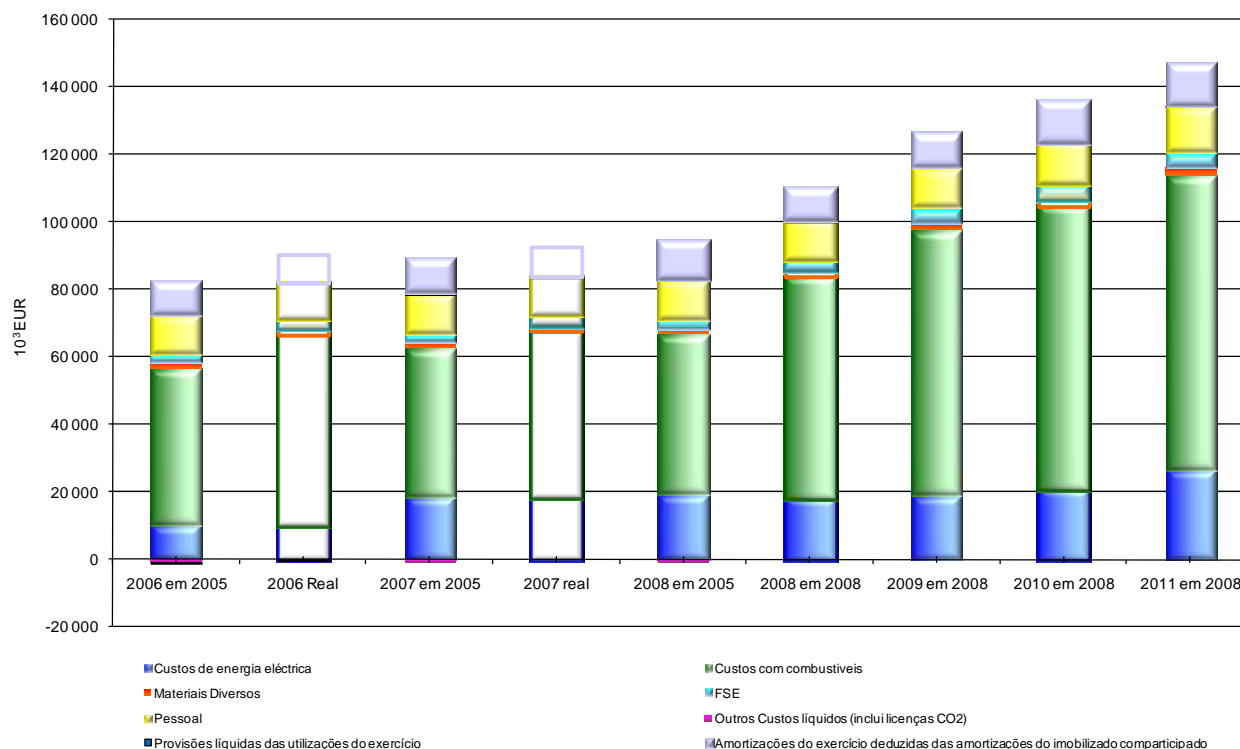
Os valores apresentados indicam um crescimento constante dos custos operacionais. A actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema é a principal responsável por esse aumento, estando previsto pela EDA um aumento de cerca de 18% para 2008. Para o novo período regulatório 2009-2011 também se estimam aumentos na ordem dos 10% para esta actividade.

Para as actividades de Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica os anos de 2005 e 2006 representam uma queda dos custos operacionais, sendo de prever que os mesmos venham a aumentar ao longo do restante período em análise.

3.2.2.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema para o período regulatório de 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 3-15 - Custos Operacionais da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
(preços correntes)



Fonte: EDA

Os custos desta actividade têm apresentado um crescimento com incremento em praticamente todas as rubricas de custos. No entanto, há a destacar a rubrica de Combustíveis como a rubrica com maior contribuição para aquele crescimento, a que não é alheia a situação de alta dos preços dos combustíveis que se tem assistido e que se prevê vir a manter no futuro próximo.

Outra rubrica com uma previsão de crescimento acentuado é a de aquisição de energia eléctrica, para a qual a empresa espera um crescimento de 57% de 2006 para 2007. Este crescimento fica a dever-se à entrada em exploração da central geotérmica do Pico Vermelho e ao aumento da produção na central geotérmica da Ribeira Grande. Para 2011 esta tendência é ainda mais acentuada face à previsão de entrada em exploração do novo parque eólico na ilha Terceira.

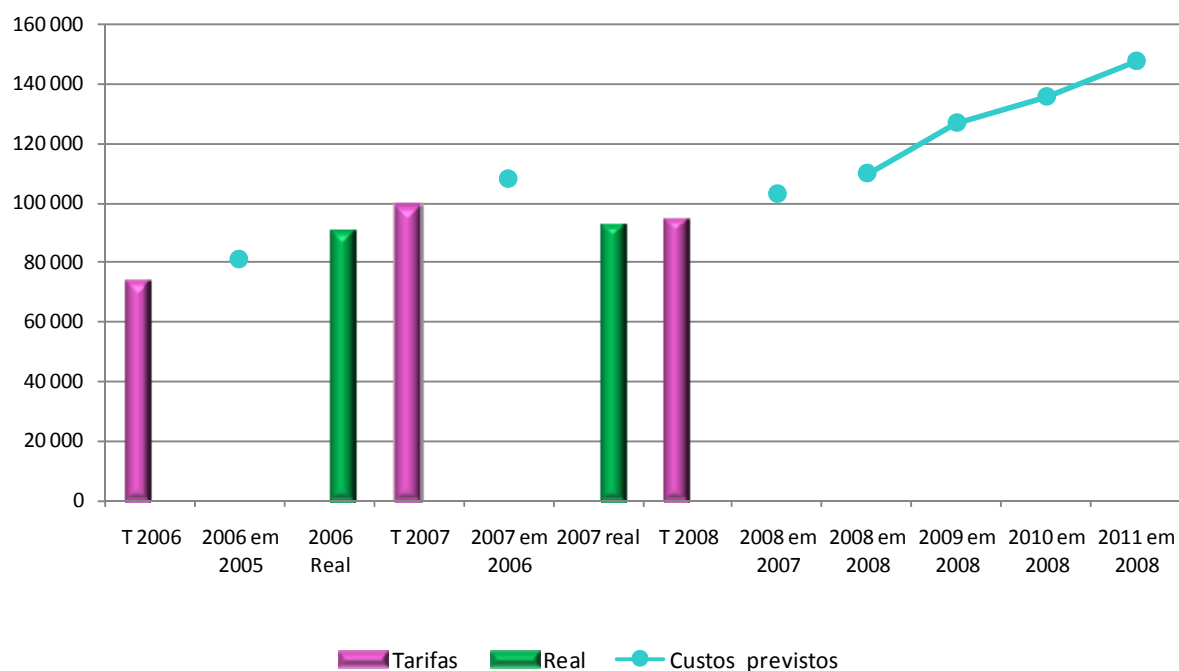
Quando comparados os valores reais com os valores inicialmente previstos para tarifas constata-se que no período regulatório 2006-2008 os valores reais são superiores aos previstos devido essencialmente às alterações nas previsões do custo e dos consumos de combustíveis.

Para o novo período de regulação 2009-2011 as previsões de custos estão muito acima dos valores assumidos em períodos anteriores, principalmente, no que respeita aos custos com combustíveis (representam um peso de mais de 60% no total de custos desta actividade) como já explicado

anteriormente. Outra rubrica a destacar, as amortizações, para as quais se prevê um crescimento como resultados dos novos equipamentos que estão previstos entrar em funcionamento.

De seguida apresentam-se os custos para cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 3-16 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
(preços correntes)



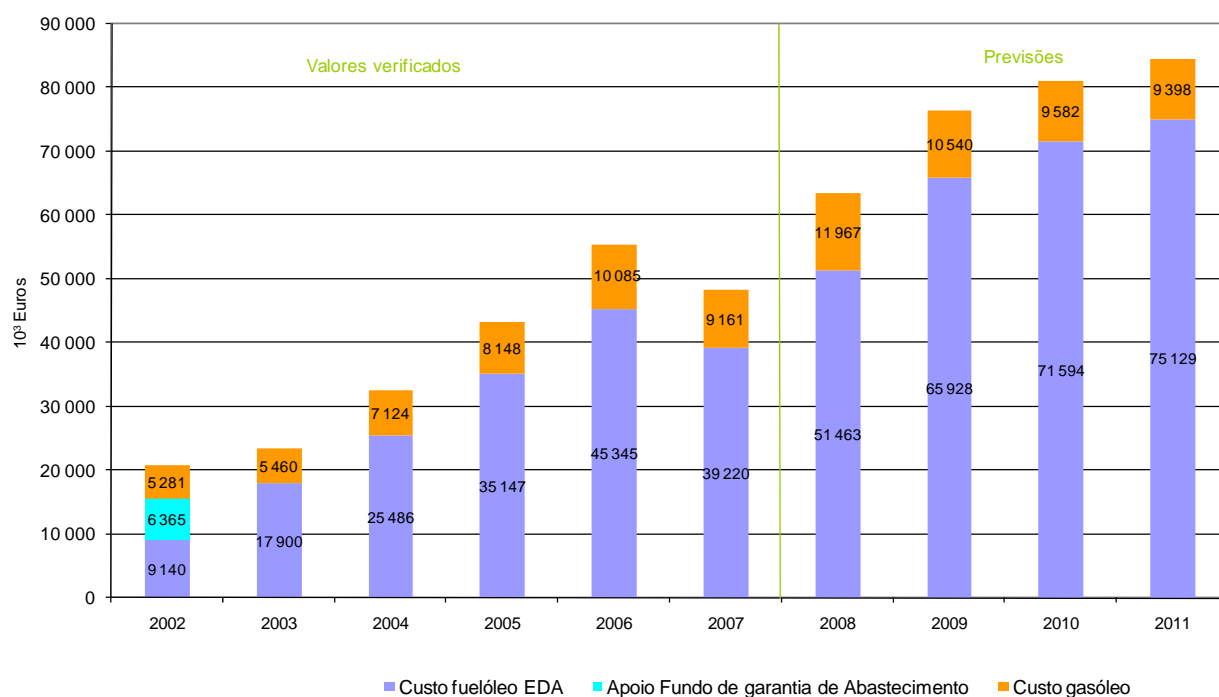
Fonte: EDA e ERSE

Em 2006 verifica-se que os valores realizados foram superiores aos custos aceites para tarifas, o que se justifica, principalmente, pelo aumento do preço dos combustíveis nos mercados internacionais. Nos restantes custos os valores previstos são totalmente aceites, com excepção das indemnizações por despedimento. De referir que os desvios entre os valores previstos e os realizados são alvo de ajustamentos dois anos depois.

Para o período de regulação 2009-2011, os valores estimados são muito superiores aos enviados em anos anteriores, justificado mais uma vez pelos custos com a aquisição dos combustíveis.

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS NA EDA

Como foi referido anteriormente, o peso do custo com os combustíveis na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema é bastante elevado. A Figura 3-17 mostra que grande parte deste custo diz respeito ao fuelóleo, prevendo-se que a sua importância aumente até 2011.

Figura 3-17 - Custos com combustíveis

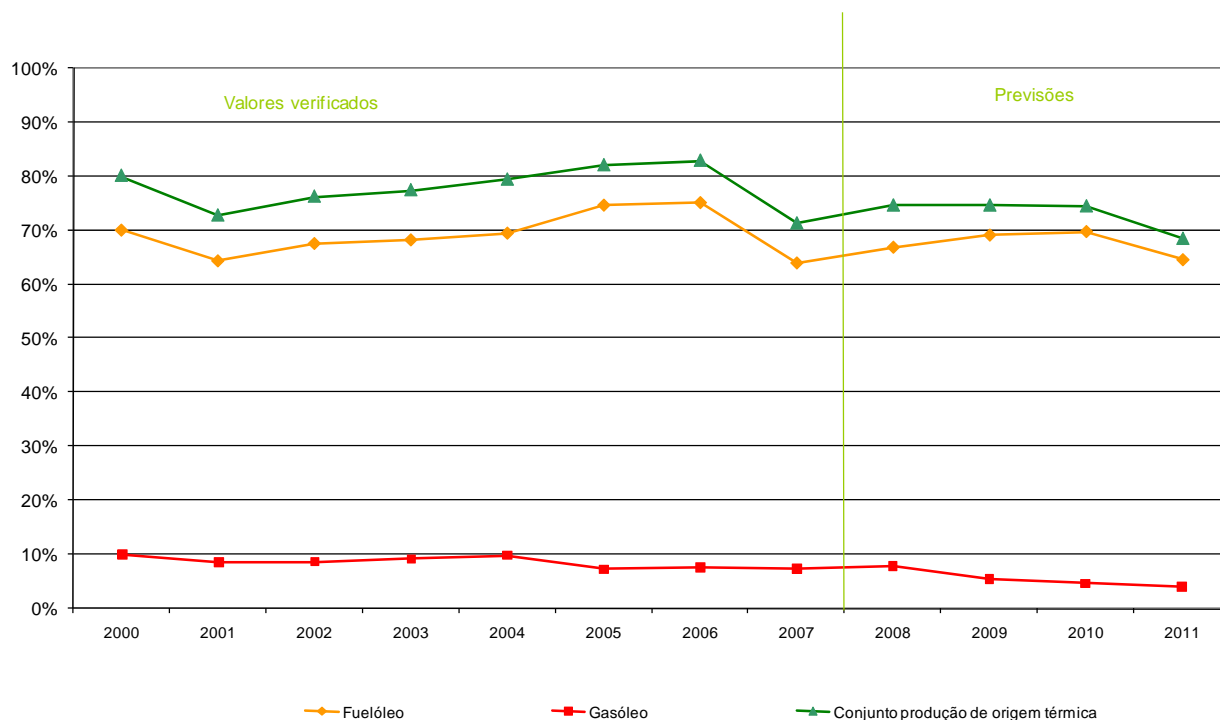
Fonte: EDA

Em 2002 parte do custo com a aquisição do fuelóleo era suportado pelo Fundo Regional de Apoio ao Abastecimento (FRAA). Este apoio terminou em 2003, com o alargamento das competências da ERSE às Regiões Autónomas e com a aplicação do princípio da convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental. Entre 2003 e 2007, o custo com o fuelóleo passou de cerca de 77%, para 81% do total dos custos com combustíveis. Todavia, em 2007 o seu peso decresceu face ao ano anterior, prevendo-se que a tendência de crescimento volte a verificar-se a partir de 2008.

Em termos de produção de energia eléctrica, o peso do fuelóleo também é bastante importante. A Figura 3-18 apresenta a evolução do peso da produção das centrais a fuelóleo e a gasóleo na RAA na produção total de energia eléctrica. Até 2004, o peso da produção a fuelóleo situou-se em torno de 70%, enquanto que o peso da produção a gasóleo situou-se a volta de 10%. Com a entrada de uma nova central geotérmica em 2007, a produção a fuelóleo diminuiu para valores abaixo de 70% do total. No que

diz respeito à produção com origem em centrais a gásóleo, a EDA prevê que o seu peso diminua paulatinamente até um nível dos 5% em 2011.

Figura 3-18 - Evolução do peso da produção de energia eléctrica das centrais térmicas na produção total



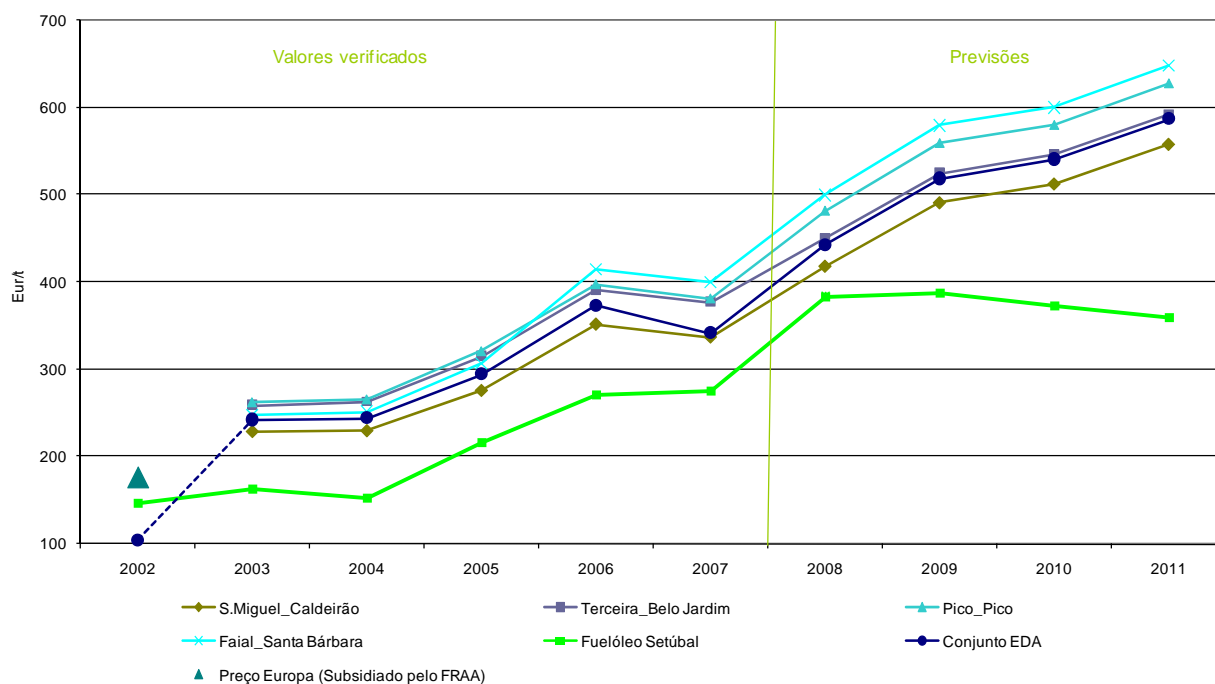
Fonte: EDA

A Figura 3-19 apresenta a evolução do custo unitário do fuelóleo verificada e prevista pela EDA, comparando-a com a evolução do fuelóleo em Portugal continental. Esta figura também evidencia a diferença existente em 2002 entre o custo unitário do fuelóleo para a EDA e o custo unitário que teria suportado a EDA, caso o FRAA não existisse.

Observa-se que o custo unitário nos Açores é muito superior ao de Portugal continental. Esta diferença deve-se, principalmente, a dois motivos. Por um lado, o fuelóleo consumido pela EDA é acrescido de gásóleo, de modo a também poder ser consumido pelas restantes indústrias do arquipélago, e, por outro lado, o fuelóleo é adquirido no mercado secundário.

Não obstante estes factores, esta diferença diminuiu entre 2003 e 2008. Registe-se que a EDA prevê que o aumento estimado para 2008 no preço do fuelóleo se mantenha nos próximos anos, ao contrário dos valores estimados pela ERSE para o período compreendido entre 2008 e 2011, com base nas previsões da EDP SU para o preço do fuelóleo em Setúbal.

Figura 3-19 - Evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na RAA e em Portugal continental

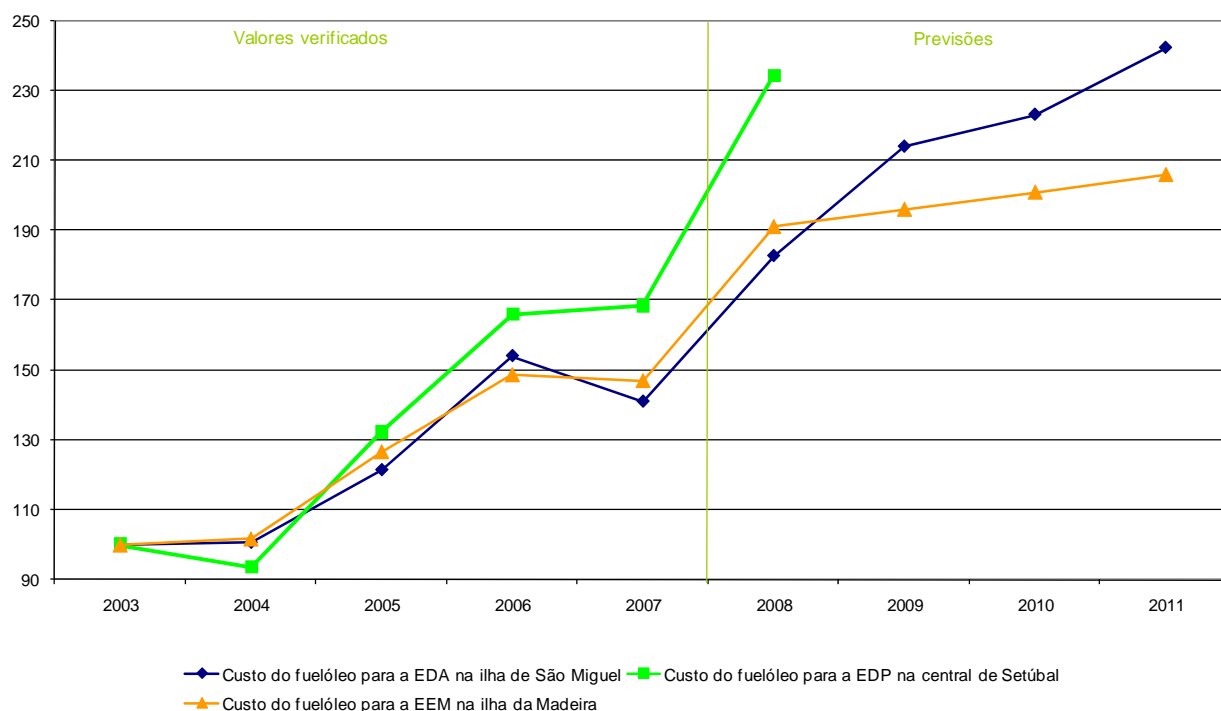


Fonte: EDA, REN, ERSE, EDP, SU

Nota: os valores do fuelóleo em Setúbal a partir de 2008 são estimativas da ERSE baseadas nas previsões da EDP, SU para o preço do fuelóleo

A evolução prevista do custo unitário do fuelóleo nos Açores relativamente à Madeira está patente na Figura 3-20. Esta figura mostra que a EDA prevê um crescimento do custo unitário do fuelóleo superior ao previsto pela EEM, a sua congénere da Região Autónoma da Madeira.

Figura 3-20 - Evolução do custo unitário do fuelóleo nos Açores, na Madeira e em Portugal continental, base 100, 2003



Fonte: EDA, EEM, REN, EDP SU

Como já foi referido, o fuelóleo consumido nos Açores para produção de energia eléctrica é adicionado de gasóleo de modo a também poder ser consumido pela indústria desta Região Autónoma. Desta adição resultam o fuelóleo 180 cST, consumido em São Miguel, e o fuelóleo 100 cST, consumido nas restantes ilhas. Acresce que o fuelóleo consumido nos Açores tem um teor de enxofre superior ao consumido em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira.

Até 2008 aplicou-se um mecanismo de aceitação dos custos com fuelóleo nos Açores, que visava incentivar a empresa a adquirir o fuelóleo de uma forma mais consentânea com as regras de mercado, aproximando os preços aos verificados no continente. Recorde-se que na RAA, a aquisição do fuelóleo tem sido efectuada, centralmente, tendo em conta as necessidades do arquipélago para o conjunto dos sectores económicos. Este facto, conjuntamente com as condicionantes técnicas ao armazenamento de combustíveis existentes no arquipélago, cria restrições ao tipo de fuelóleo que pode ser consumido. Por outro lado, o custo do fuelóleo é calculado com base no designado Preço Europa. O Preço Europa é um preço máximo administrativo, definido pelo Governo Regional dos Açores com base na evolução dos preços nos mercados secundários de alguns países europeus. Contudo, a aquisição é feita nos mercados primários, pela empresa que detém a concessão, a Bencom.

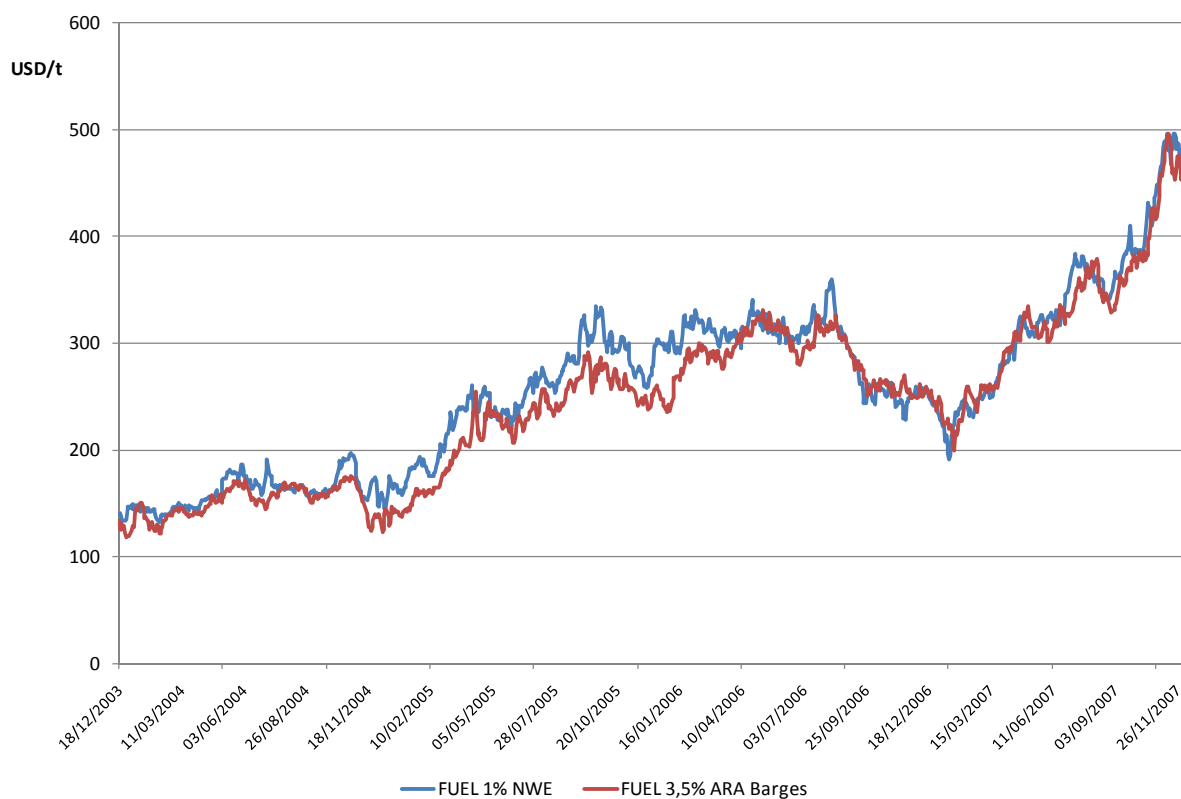
Porém, a regulação aplicada na RAA não deixou de contemplar as especificidades estruturais deste arquipélago ao aceitar o custo do gasóleo que é acrescido ao fuelóleo para produção de energia eléctrica.

A partir desta data, o custo do fuelóleo passou a ter por referência o seu preço nos mercados internacionais, ao qual são acrescidos os custos decorrentes das especificidades regionais.

O facto do preço do fuelóleo, sem o acréscimo do custo com o gasóleo, que serve de referência na definição do custo de aquisição do fuelóleo nos Açores aceite para fins regulatórios ter sido o previsto para o continente não acarretou, até à data, um agravamento significativo de custos para a EDA. O fuelóleo consumido em Portugal continental e no arquipélago da Madeira é o fuelóleo com teor de enxofre de 1%. Tendo em conta a directiva 2005/33/CE, o fuelóleo consumido na EDA terá que ser no máximo o fuelóleo com teor de enxofre de 3%. Neste cenário, o teor de enxofre que serve de referência ao preço do fuelóleo até 3% é o do fuelóleo 3,5%.

A Figura 3-21 mostra a evolução entre Maio de 2004 e Maio de 2007 dos preços FOB do fuelóleo com 1% de enxofre NWE *Cargoes*, que corresponde a lotes em torno de 25 mil toneladas, bem como do fuelóleo com 3,5% de enxofre Roterdão *Barges*, que corresponde a lotes menores, em torno de 2 mil toneladas. Este último preço corresponderá ao preço do fuelóleo adquirido para consumo na RAA, sem o acréscimo dos custos relativos ao gasóleo.

A Figura 3-21 mostra que o preço FOB do fuelóleo 1% *Cargoes*, NWE, consumido nas centrais eléctricas de Portugal continental, tem sido muito próximo do preço FOB do fuelóleo *Barges*, ARA.

Figura 3-21 - Preço do fuelóleo 1% FOB NWE *Cargoes* e 3,5% FOB Roterdão *Barges*

Fonte: Platt's Oilgram Price Report

No que diz respeito ao preço do gasóleo, a Figura 3-22 mostra que, ao contrário do caso do fuelóleo, o custo unitário do gasóleo tem crescido na RAA em paralelo com o verificado na RAM, prevendo a EDA para o próximo período regulatório um crescimento do preço do gasóleo mais acentuado do que o previsto pela EEM.

Figura 3-22 - Evolução do custo unitário do gasóleo para produção de energia eléctrica nas centrais da EDA, no arquipélago da Madeira

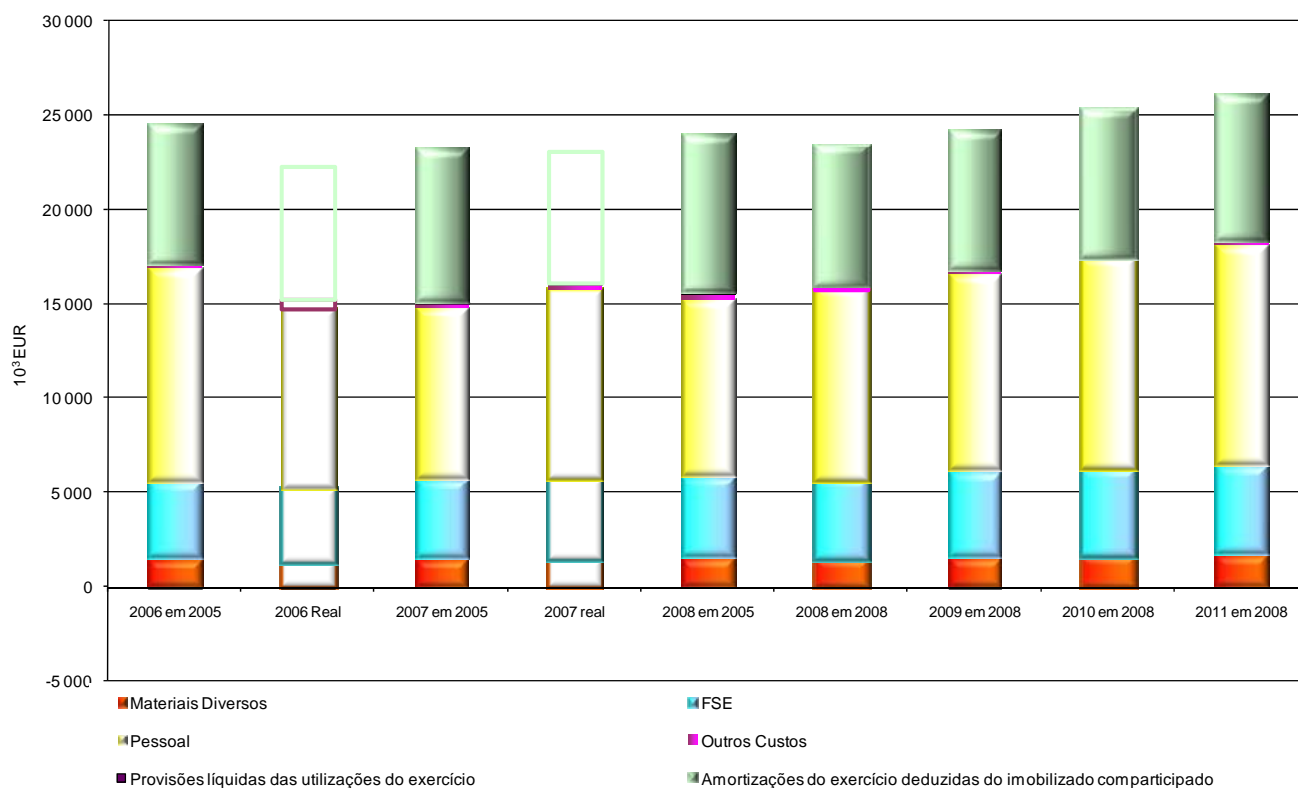


Fonte: EDA, EEM, REN

3.2.2.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período regulatório de 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 3-23 - Custos Operacionais da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
(preços correntes)



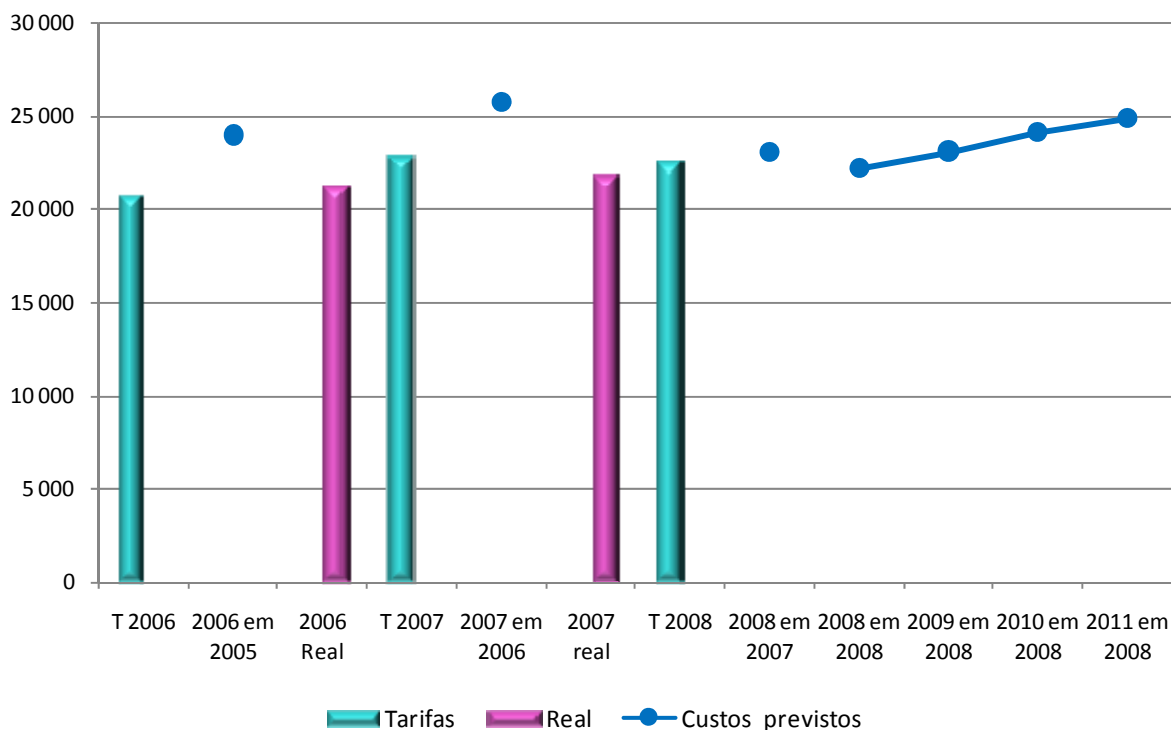
Fonte: EDA

Na Figura 3-23 são apresentados os custos operacionais da actividade de distribuição. Como se pode observar, as previsões da EDA apontam para um aumento dos custos no novo período de regulação 2009-2011, mantendo-se, no entanto, a mesma estrutura de custos.

A natureza de custos que mais se evidencia é a dos custos com pessoal, com mais de 50% dos custos totais e as amortizações do exercício que representam em média 23%. A dispersão geográfica das ilhas e a necessidade de assegurar um serviço com qualidade exige um esforço ao nível dos custos com pessoal. O peso das amortizações é explicado pela evolução do valor do imobilizado entrado em exploração.

De seguida apresentam-se os custos para cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 3-24 - Custos de exploração para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
(preços correntes)



Fonte: EDA e ERSE

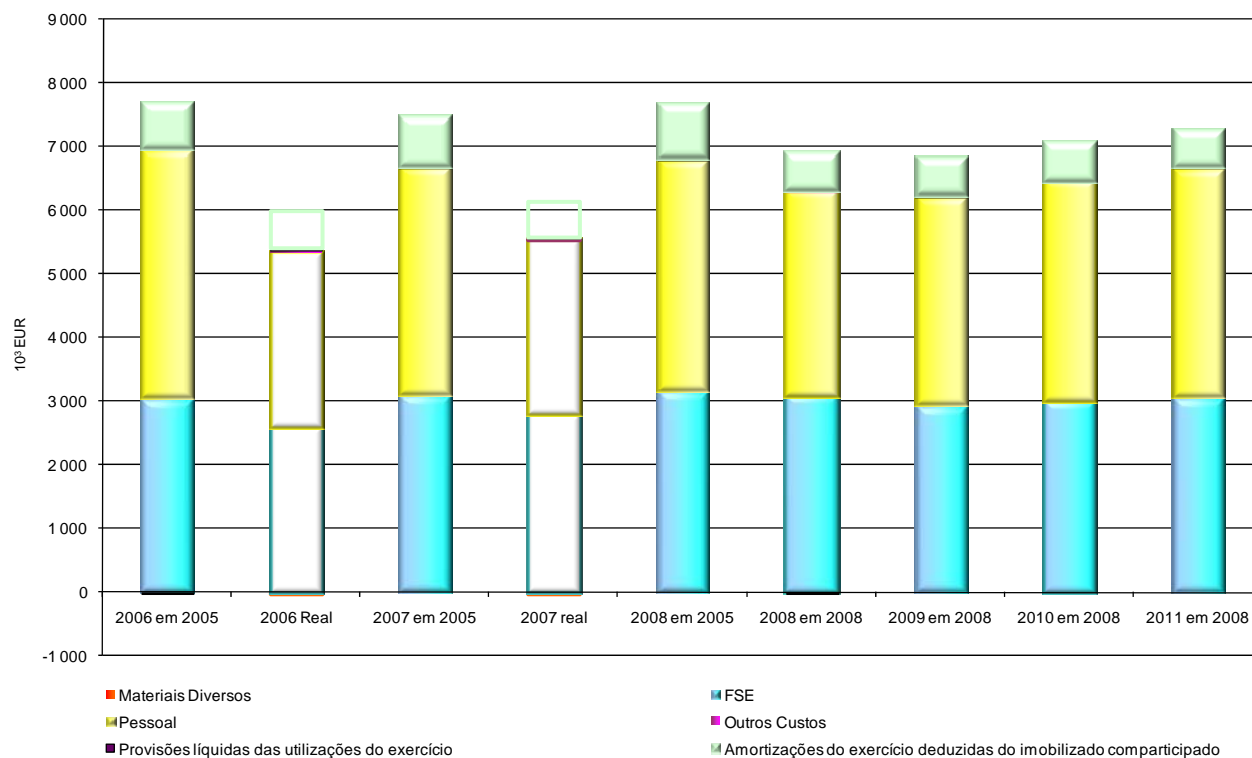
Em 2006 e 2007 os custos previstos superaram em muito os aceites para tarifas, o que resulta em parte da dedução dos valores relativos às acções do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), os quais são aceites de acordo com o mecanismo de ajustamento previsto no nº4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

A evolução dos custos controláveis deve ser complementada com a leitura da determinação dos parâmetros de regulação nas actividades de Distribuição e Comercialização da EDA para o período regulatório 2009-2011, no documento "Parâmetros de regulação para o período 2009-2011".

3.2.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Comercialização para o período regulatório de 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 3-25 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização
(preços correntes)



Fonte: EDA

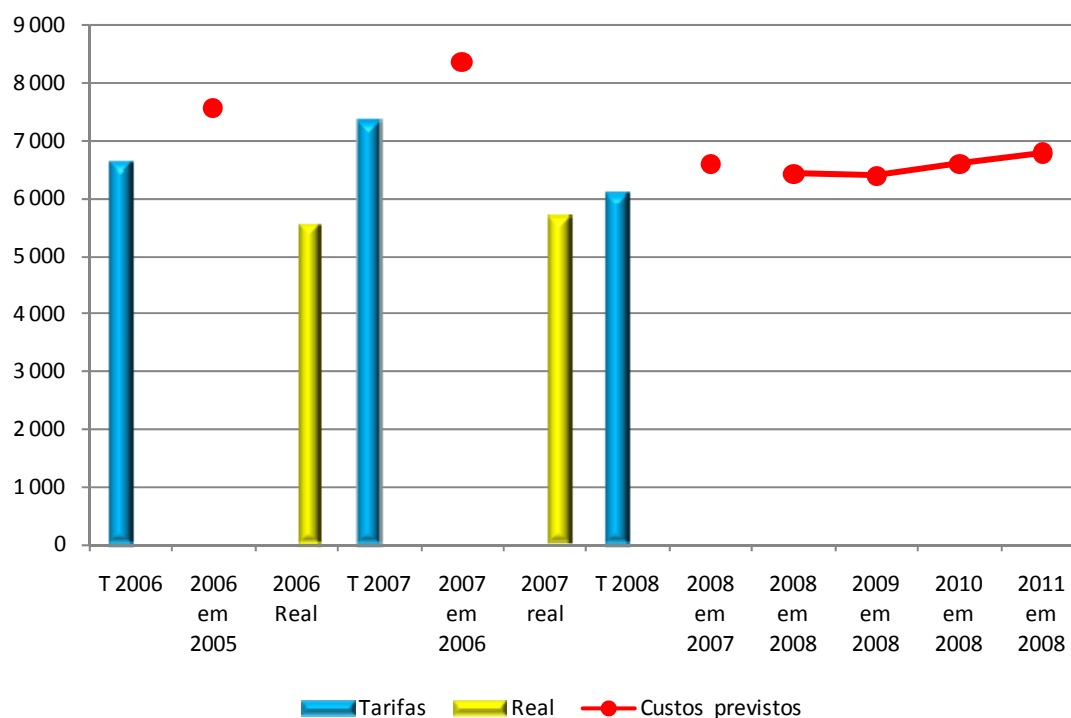
Pela figura anterior verifica-se que os custos que mais se evidenciam são os FSE e os custos com pessoal com mais de 90% do total da estrutura de custos.

Os FSE são composto principalmente, por prestadores de serviços, por serviços de informática e por franquias e selos postais, prevendo-se que o seu valor se mantenha no período regulatório 2009-2011.

Todas as rubricas ficaram aquém do inicialmente previsto, sendo de destacar em 2006 os custos com pessoal que registam um decréscimo acentuado em virtude de uma alteração da taxa de actualização do fundo de pensões.

De seguida apresentam-se os custos para cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 3-26 - Custos regulados para a actividade de Comercialização
(preços correntes)



Fonte: EDA e ERSE

Esta actividade é a que apresenta maiores desvios entre os valores previstos, os aceites para tarifas e os reais no período de regulação 2006-2008. Em 2006 e 2007 verifica-se que os valores reais são muito inferiores aos das tarifas. Os maiores desvios ocorreram nas rubricas de Pessoal e FSE.

Em 2008 os valores de tarifas voltaram a ser inferiores aos enviados no início do período de regulação 2006-2008. Os valores enviados pela EDA para o novo período de regulação são bastante reduzidos face aos dos anos anteriores.

A evolução dos custos controláveis deve ser complementada com a leitura da determinação dos parâmetros de regulação nas actividades de Distribuição e Comercialização da EDA para o período regulatório 2009-2011, no documento "Parâmetros de regulação para o período 2009-2011".

4 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

4.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

PROCURA DE ELECTRICIDADE

No Quadro 4-1 é apresentada a evolução da procura de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira (RAM), entre 1998 e 2011. Os valores apresentados até 2007 correspondem aos verificados, enquanto que, para o período compreendido entre 2008 e 2011, os valores correspondem aos valores propostos pela EEM no corrente ano.

A emissão para a rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira (Sistema Público da RAM) apresenta, entre os anos de 1998 e 2007, um crescimento médio anual de 6,5%, valor superior em 0,67 pontos percentuais face ao crescimento médio anual previsto entre 1998 e 2011.

Entre 1998 e 2007, o crescimento médio anual verificado nos fornecimentos ao Sistema Público da RAM (SPM) é de 6,7%, valor superior ao crescimento médio anual no período compreendido entre 2002 e 2011 em 0,74 pontos percentuais. Como referido na análise de desempenho do ano anterior, tal situação espelha a percepção por parte da empresa de uma diminuição no ritmo de crescimento dos fornecimentos futuros. Tanto no período 1998-2007 como no período 1998-2011, a taxa de crescimento média anual dos fornecimentos ao Sistema Público da RAM é superior à taxa de crescimento média anual da emissão para a rede do SPM.

A taxa de perdas⁹ apresenta uma trajectória decrescente entre 1998 e 2007. Contrariando essa tendência, a taxa de perdas de 2005 apresentou um valor próximo da taxa ocorrida em 2002, em sequência de determinados procedimentos introduzidos nos serviços comerciais que afectaram o ciclo de leitura como o de facturação da empresa. De salientar que o nível mais reduzido da taxa de perdas ocorreu somente em 2003. Para os anos de 2008 a 2011, a EEM prevê uma taxa de perdas de 9,5%, equivalente ao sucedido em 2007.

⁹ Taxa de perdas = perdas / fornecimentos ao SPM.

Quadro 4-1 - Evolução da procura na RAM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real										Proposta EEM Junho/2008			
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EMISSAO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	523 144	562 980	607 470	685 908	732 328	773 238	834 442	886 600	914 660	920 568	966 596	1 006 025	1 047 078	1 089 821
(Variação média anual)	8,5%	7,6%	7,9%	12,9%	6,8%	5,6%	7,9%	6,3%	3,2%	0,6%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%
- Perdas nas redes	55 244	61 030	57 760	73 074	67 519	56 996	71 075	81 781	80 390	79 916	83 912	87 311	90 849	94 531
(perdas/fornecimentos)	11,8%	12,2%	10,5%	11,9%	10,2%	8,0%	9,3%	10,2%	9,6%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
- Consumos Próprios ^[1]	0	0	0	693	794	771	826	1 915	867	902	947	985	1 025	1 067
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	467 900	501 950	549 710	612 141	664 015	715 471	762 541	802 904	833 402	839 749	881 737	917 729	955 203	994 223
(Variação média anual)	11,9%	7,3%	9,5%	11,4%	8,5%	7,7%	6,6%	5,3%	3,8%	0,8%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%
BT	377 070	408 450	444 750	492 970	530 054	570 940	590 408	628 624	664 822	665 400	698 670	727 189	756 883	787 802
(Variação média anual)	11,6%	8,3%	8,9%	10,8%	7,5%	7,7%	3,4%	6,5%	5,8%	0,1%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%
MT	90 830	93 500	104 960	119 171	133 961	144 531	172 133	174 281	168 580	174 349	183 067	190 540	198 320	206 421
(Variação média anual)	13,1%	2,9%	12,3%	13,5%	12,4%	7,9%	19,1%	1,2%	-3,3%	3,4%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%

Nota: ^[1] exclui consumos próprios das centrais

Fonte: EEM

A evolução da procura de electricidade e da sua estrutura, entre 1998 e 2011, é apresentada na Figura 4-1. Para o período em análise, o peso das perdas na rede de distribuição e dos consumos próprios na quantidade de energia emitida para a rede apresenta um decréscimo de 1,8 pontos percentuais, sendo compensado pelos acréscimos nos pesos dos fornecimentos em BT (+1,5 pontos percentuais) e em MT (+0,3 pontos percentuais). Para o período compreendido entre 2008 e 2011, a estrutura prevista pela EEM é igual à estrutura média verificada em 2007.

Figura 4-1 - Procura de electricidade na RAM



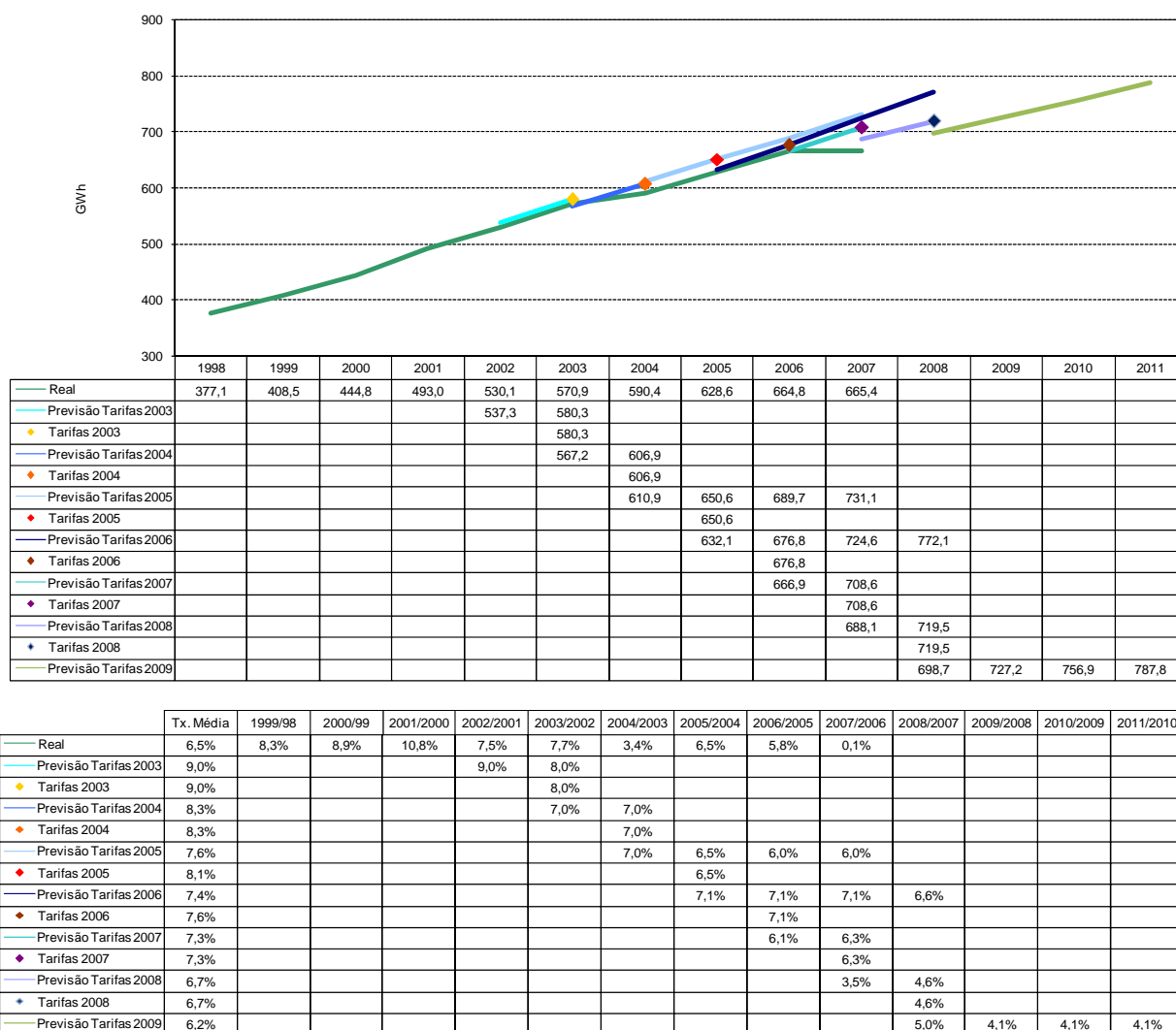
Fonte: EEM

CONSUMOS POR NÍVEL DE TENSÃO

Nas Figura 4-2 e Figura 4-3 é apresentada a evolução dos consumos por nível de tensão até ao ano de 2007 (valores reais) bem como as previsões efectuadas pela EEM desde 2002 (Previsão Tarifas 2003, Previsão Tarifas 2004, Previsão Tarifas 2005, Previsão Tarifas 2006, Previsão Tarifas 2007, Previsão Tarifas 2008 e Previsão Tarifas 2009) e os valores aceites na fixação das tarifas (Tarifas 2003, Tarifas 2004, Tarifas 2005, Tarifas 2006, Tarifas 2007 e Tarifas 2008).

No período 2008-2011, a EEM prevê um crescimento em BT inferior ao crescimento médio anual verificado entre 1998 e 2007 (+6,5%). O abrandamento verificado nos consumos em 2005 e 2006 poderá explicar a mais recente previsão enviada pela empresa para os fornecimentos e BT. De salientar que, para 2008, aponta-se para uma revisão em baixa dos consumos futuros de energia eléctrica em BT comparativamente com a previsão de tarifas para 2006. A previsão de crescimento apontada pela EEM para os anos seguintes, é baseada no relançamento da actividade económica regional de acordo com o plano de desenvolvimento económico e social para o período 2007-2013, apoiado pelos fundos disponibilizados pela União Europeia.

Figura 4-2 - Fornecimentos em BT na RAM

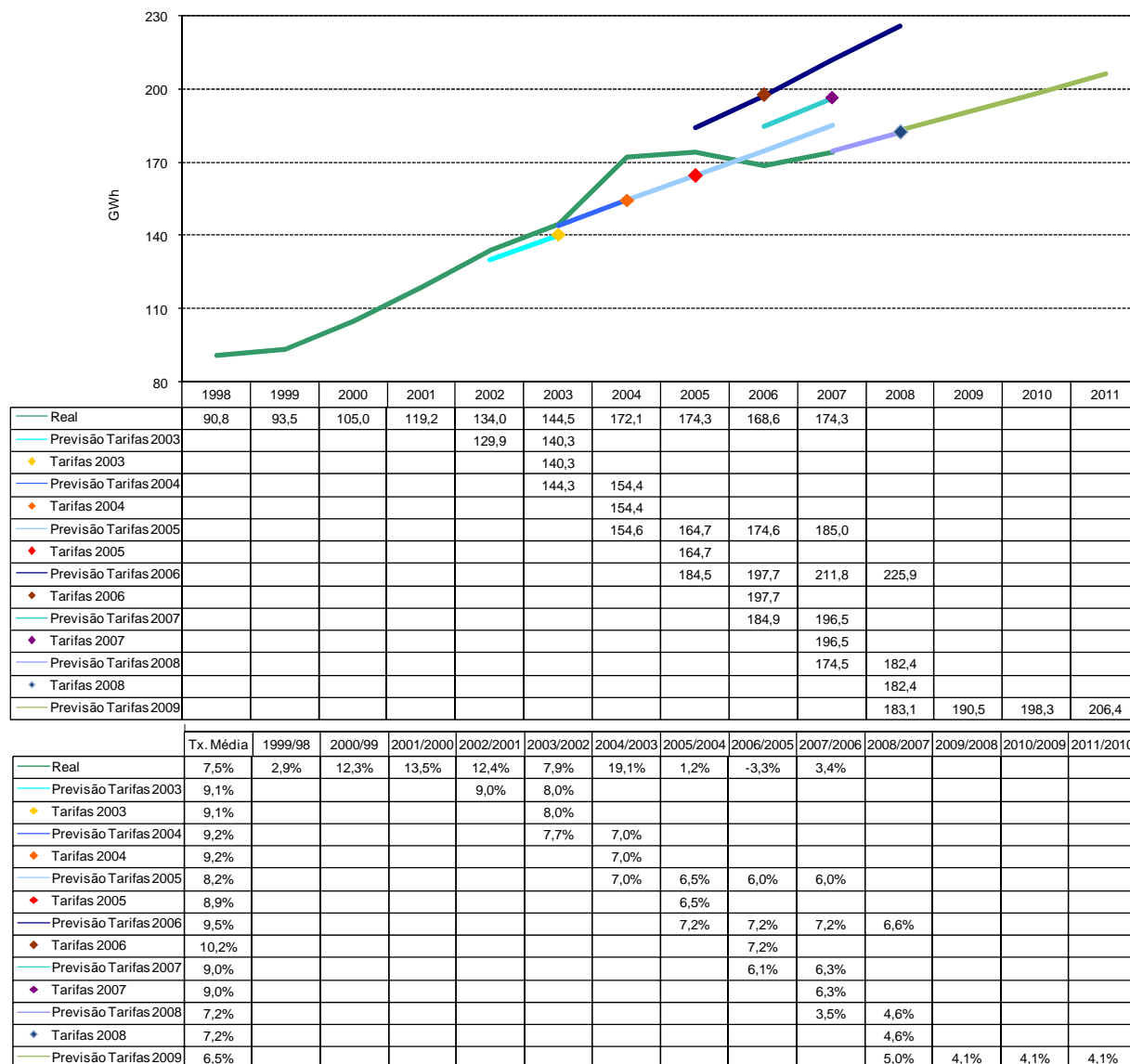


Fonte: EEM e ERSE

A Figura 4-3 apresenta a mesma situação anteriormente descrita nos fornecimentos em BT. Para o período em análise, o ano de 2006 é o primeiro ano que houve um decréscimo no nível de consumos em MT, em sequência de um arrefecimento da actividade económica da região, nomeadamente ao nível da indústria e das obras públicas, e da implementação de medidas de eficiência energética. Em 2007 verificou-se que o nível de consumos recuperou para os valores de 2005.

Para o período entre 2008 e 2011, a EEM prevê uma recuperação desses fornecimentos ao apontar como estimativas uma taxa de crescimento de 5% em 2008 e de 4,1% para os restantes anos, em linha com as estimativas para BT. Contudo, estas taxas são inferiores ao crescimento médio anual verificado entre 1998 e 2007 (+7,5%).

Figura 4-3 - Fornecimentos em MT na RAM



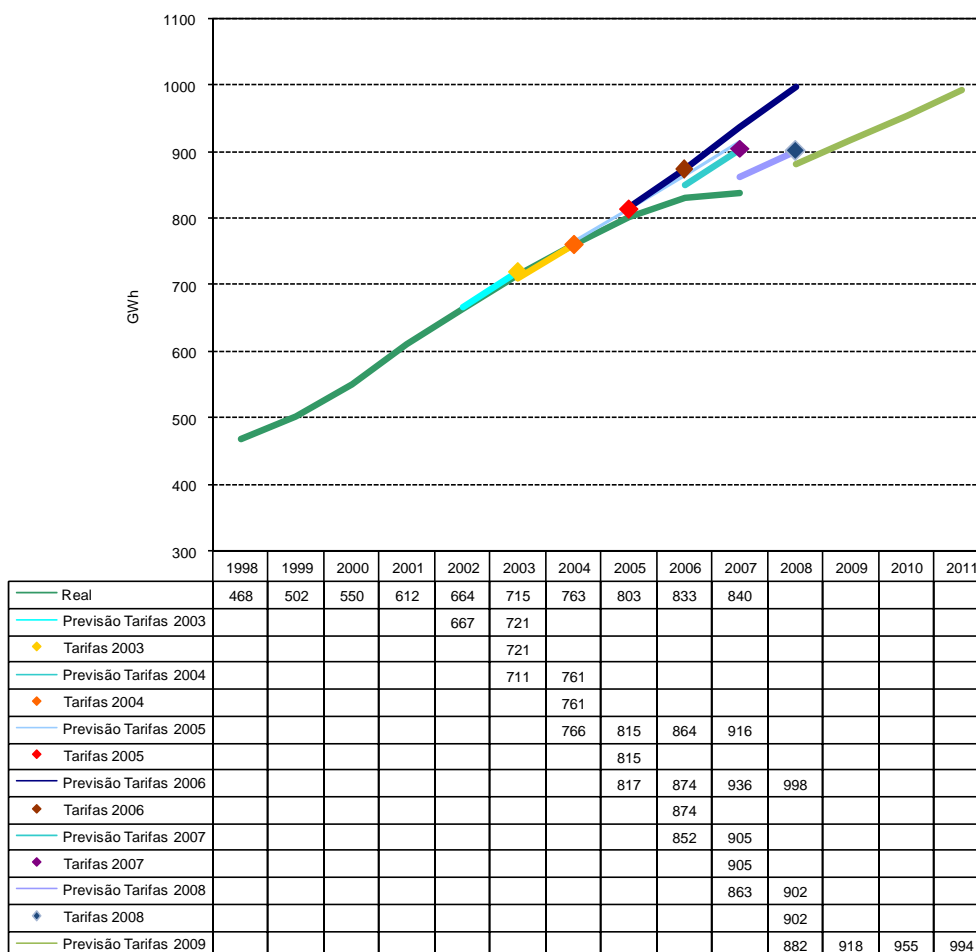
Fonte: EEM e ERSE

PERDAS

A evolução das perdas nas redes de transporte e distribuição face aos fornecimentos a clientes do Sistema Público da RAM é apresentado na Figura 4-4. Pela análise da figura é possível verificar o decréscimo na taxa de perdas de 2,3 pontos percentuais, entre 1998 e 2007. Saliente-se que, nos sucessivos valores enviados para o processo de cálculo das tarifas, as taxas de perdas apresentam uma trajectória igualmente decrescente, exceptuando as previsões para tarifas de 2009. No processo de cálculo das tarifas para 2003, a EEM previa uma taxa de perdas de 11% enquanto que, para o processo de tarifas para 2007, a taxa prevista era de 9,2%. Para o período de 2008 a 2011, a EEM prevê a manutenção da taxa de 9,5%.

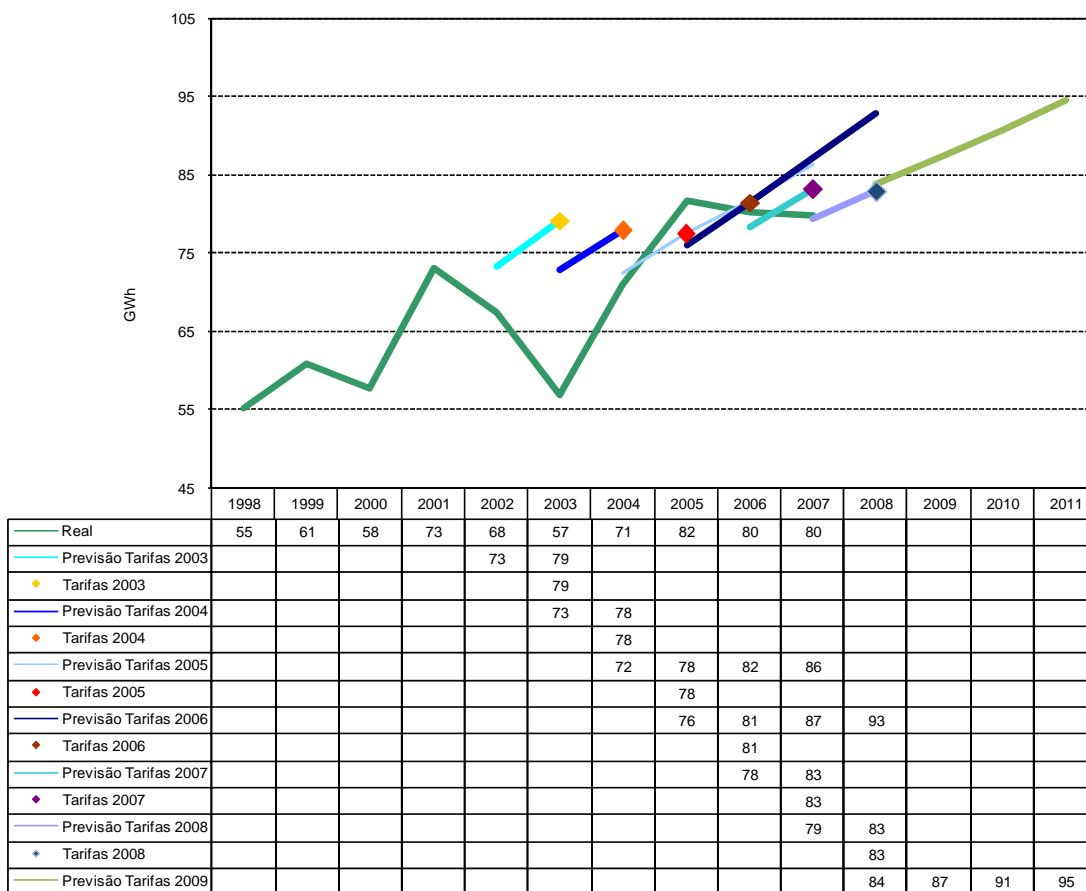
Figura 4-4 - Perdas nas redes de transporte e distribuição na RAM

Fornecimentos a clientes do Sistema Público da RAM



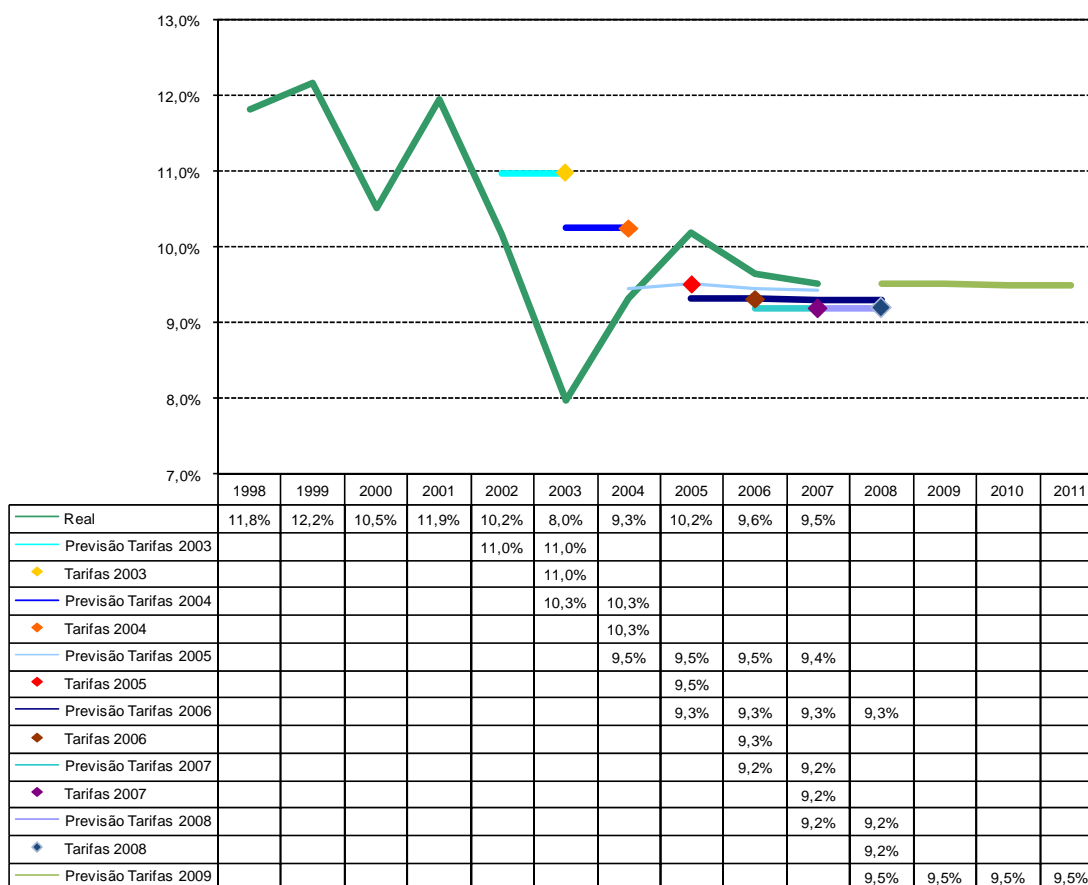
Fonte: EEM e ERSE

Perdas nas redes de distribuição



Fonte: EEM e ERSE

Taxa de perdas nas redes de distribuição



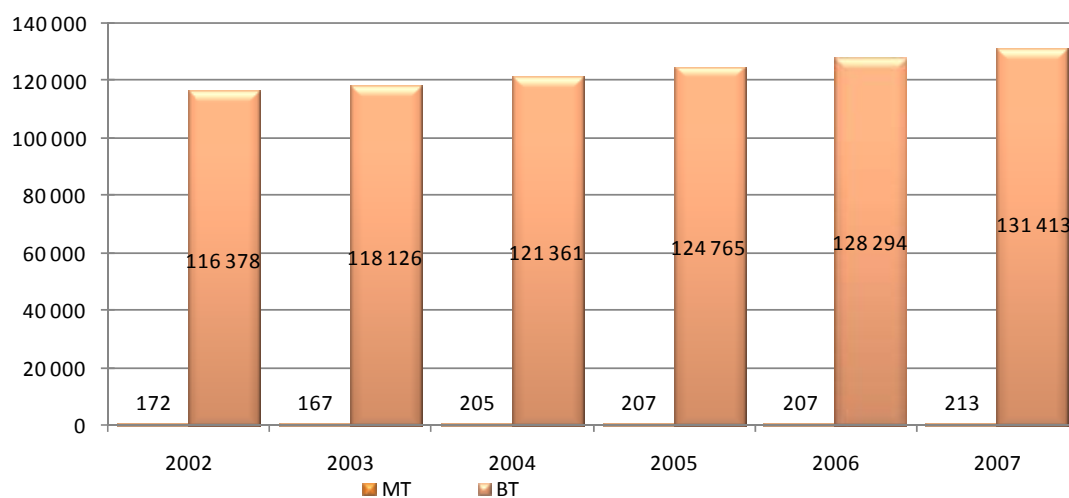
Fonte: EEM e ERSE

4.2 EEM

4.2.1 ANÁLISE GLOBAL

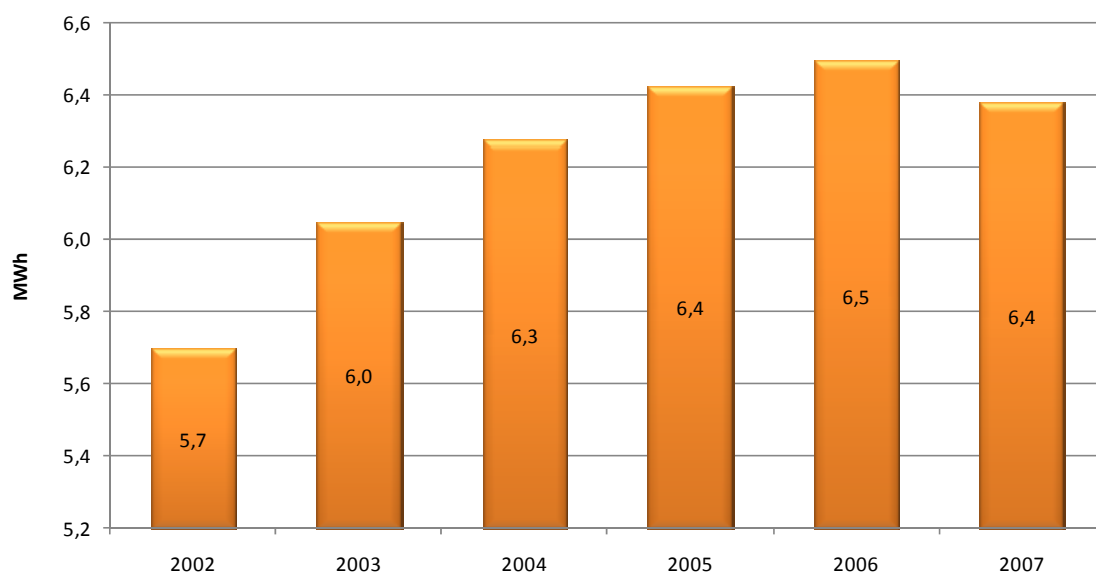
Apresentam-se de seguida alguns indicadores caracterizadores do desempenho global da EEM entre 2002 e 2007.

Figura 4-5 - Número de Clientes



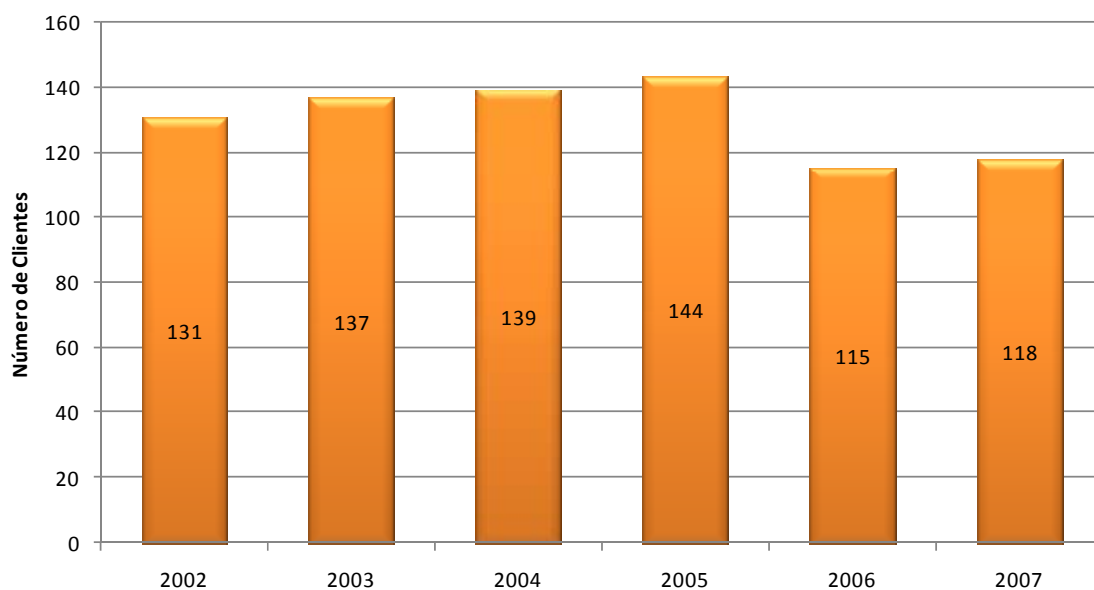
Fonte: EEM

Figura 4-6 - Fornecimentos de energia eléctrica por cliente



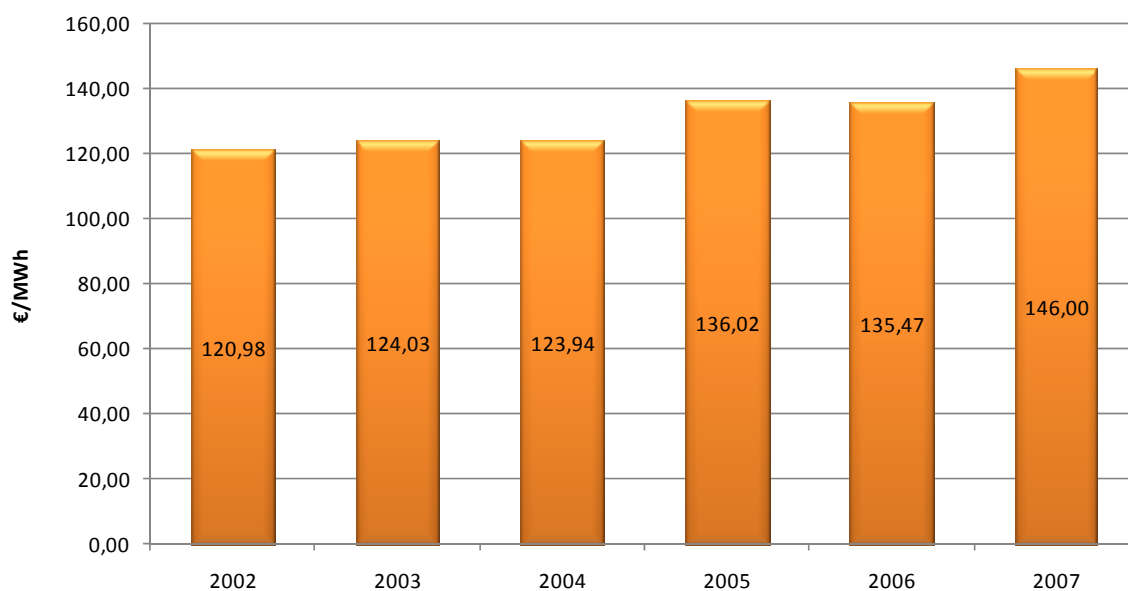
Fonte: EEM

Figura 4-7 - Clientes por trabalhador



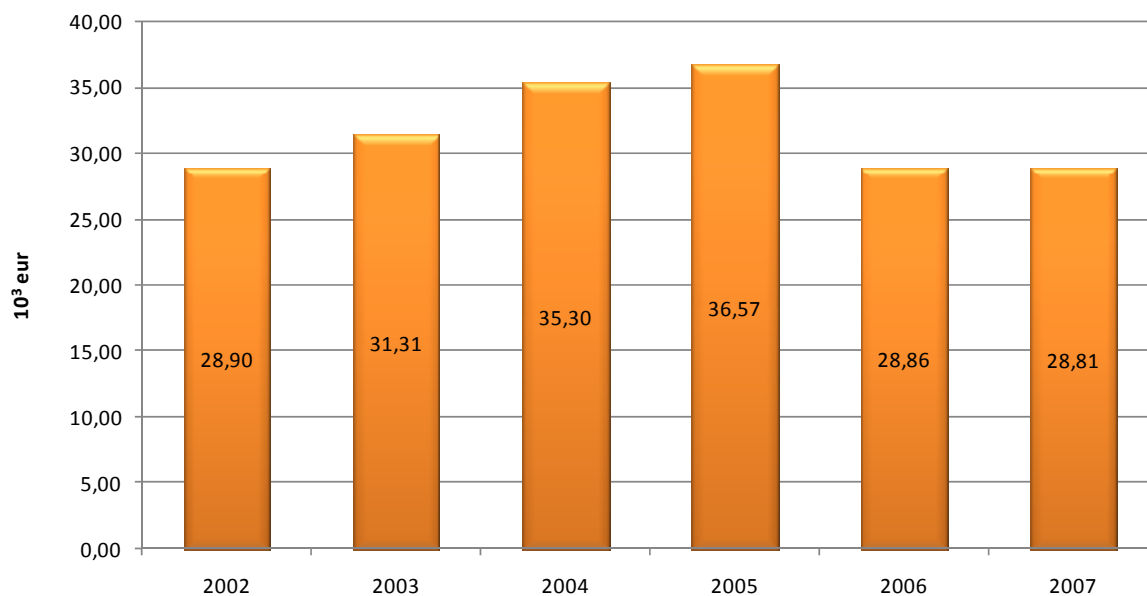
Fonte: EEM

Figura 4-8 - Custos Operacionais por MWh fornecido



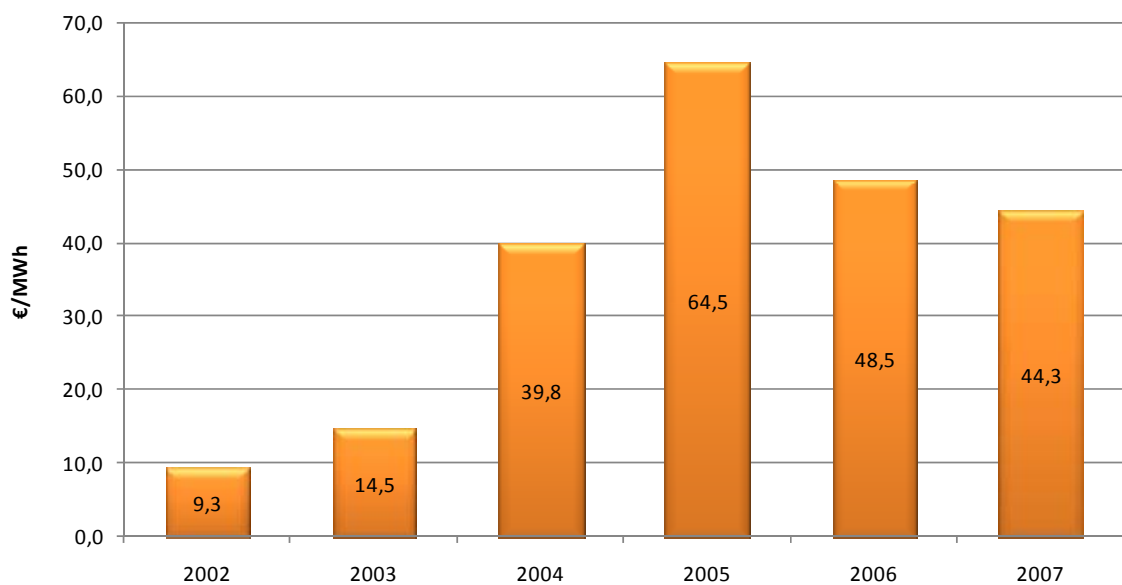
Fonte: EEM

Figura 4-9 - Custos com Pessoal por Trabalhador



Fonte: EEM

Figura 4-10 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido



Fonte: EEM

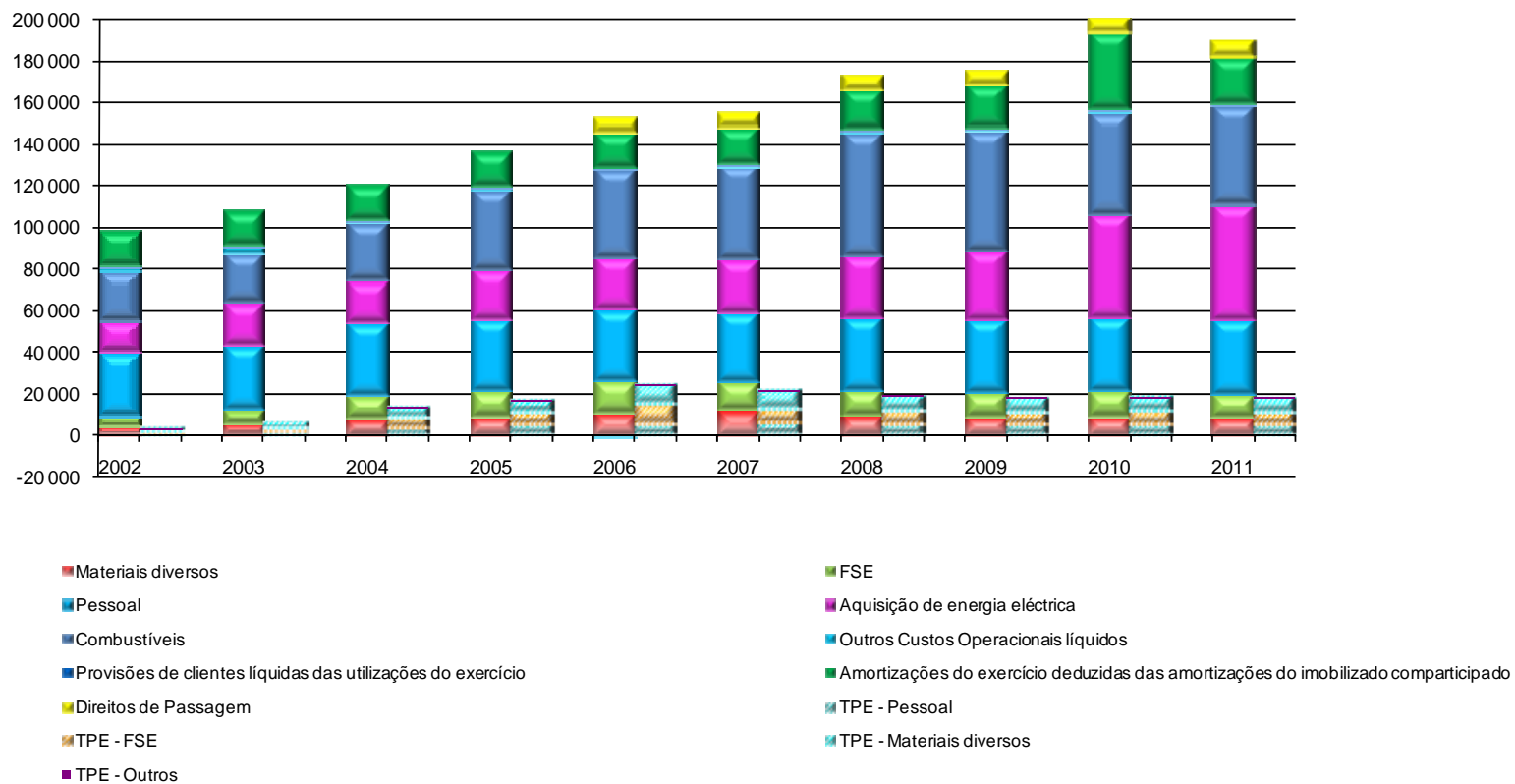
Em 2007 verificou-se um acréscimo do número de clientes de cerca de 2,4% passando de 128 501 para 131 626, a que corresponde 131 413 e 213 em baixa e média tensão respectivamente.

Em 2006 assiste-se a um aumento significativo do número de efectivos (28%), mas o custo por trabalhador, pelo contrário registou um decréscimo de 21%, uma vez que os custos com pessoal apenas aumentaram cerca de 1%. No que se refere a 2007, o número de efectivos, passou de 1 113 para 1 115 e os custos com pessoal por trabalhador mantiveram-se. Podemos verificar que os clientes por trabalhador de 2005 para 2006 sofrem uma diminuição de cerca de 20%, enquanto que de 2006 para 2007 o aumento é apenas de 3%. Este acréscimo coaduna-se com o facto de os clientes terem aumentado apenas 2% e o número de efectivos só cerca de 0,2%.

Os custos por unidade de energia vendida aumentam significativamente quer em 2005 quer em 2007, reflexo do aumento dos custos globais da empresa como apresentado na Figura 4-11. Em 2005 este facto não é alheio ao nível de investimento realizado.

Seguidamente apresentaremos na Figura 4-11 os custos operacionais da EEM a preços correntes e a justificação das variações mais significativas.

Figura 4-11 - Custos operacionais da EEM
(preços constantes de 2008)



Fonte: EEM

O custo das mercadorias vendidas e matérias consumidas, que engloba os custos dos combustíveis, aquisições de energia a terceiros e materiais de exploração apresentou um crescimento de 5% (a preços constantes) face a 2006.

O custo dos combustíveis apresentou um crescimento de cerca de 6%. Este aumento não é tão notório quanto seria expectável essencialmente pelo decréscimo do custo unitário de aquisição de fuelóleo em cerca de 1,3%, apesar do preço médio no mercado primário ter apresentado, em 2007 um crescimento de 6,4% face a 2006. As aquisições de fuelóleo, tal como referido pela EEM, incidiram maioritariamente durante o primeiro semestre de 2007, altura em que o preço médio desta matéria-prima esteve abaixo dos níveis verificados no mesmo período do ano anterior.

Quanto à aquisição de energia eléctrica, apresentou um acréscimo de 2006 para 2007, facto associado não só ao aumento das quantidades de energia adquirida, mas também ao ligeiro crescimento do custo unitário de aquisição, devido, essencialmente à alteração do *mix* de fontes de energia adquirida.

Os fornecimentos e serviços externos apresentam um decréscimo global de cerca de 9%, de 2006 para 2007, sendo parte deste decréscimo justificado pela diminuição do nível de investimento efectuado pela empresa em 2007.

Se considerarmos unicamente os custos de exploração os fornecimentos e serviços externos aumentaram cerca de 10% essencialmente devido à renovação da frota automóvel, custos relativos à distribuição postal dos CTT e custos associados às telecomunicações.

Os custos com pessoal antes de deduzir os TPE decresceram cerca de 2,3% face a 2006.

O valor dos Outros Custos é apresentado líquido dos Outros Proveitos uma vez que a sua principal componente tem uma natureza idêntica, ou seja, nestas contas são registados os custos e proveitos com as licenças de CO₂.

A partir de 2006 aparece uma nova rubrica de custos, que no gráfico aparece isolada mas nas contas da empresa é registada em outros custos, que são os Direitos de Passagem, isto é, custos associados à taxa municipal de ocupação de domínio público. A legislação relativa a este processo entrou em vigor em 2006, com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2006.

Para as projecções foi considerada pela EEM a taxa de inflação de 2,6% para 2009, 2,5% para 2010 e de 2,5% para 2011.

No que se refere às projecções para os anos de 2008 a 2011, apresenta-se seguidamente um pequeno resumo.

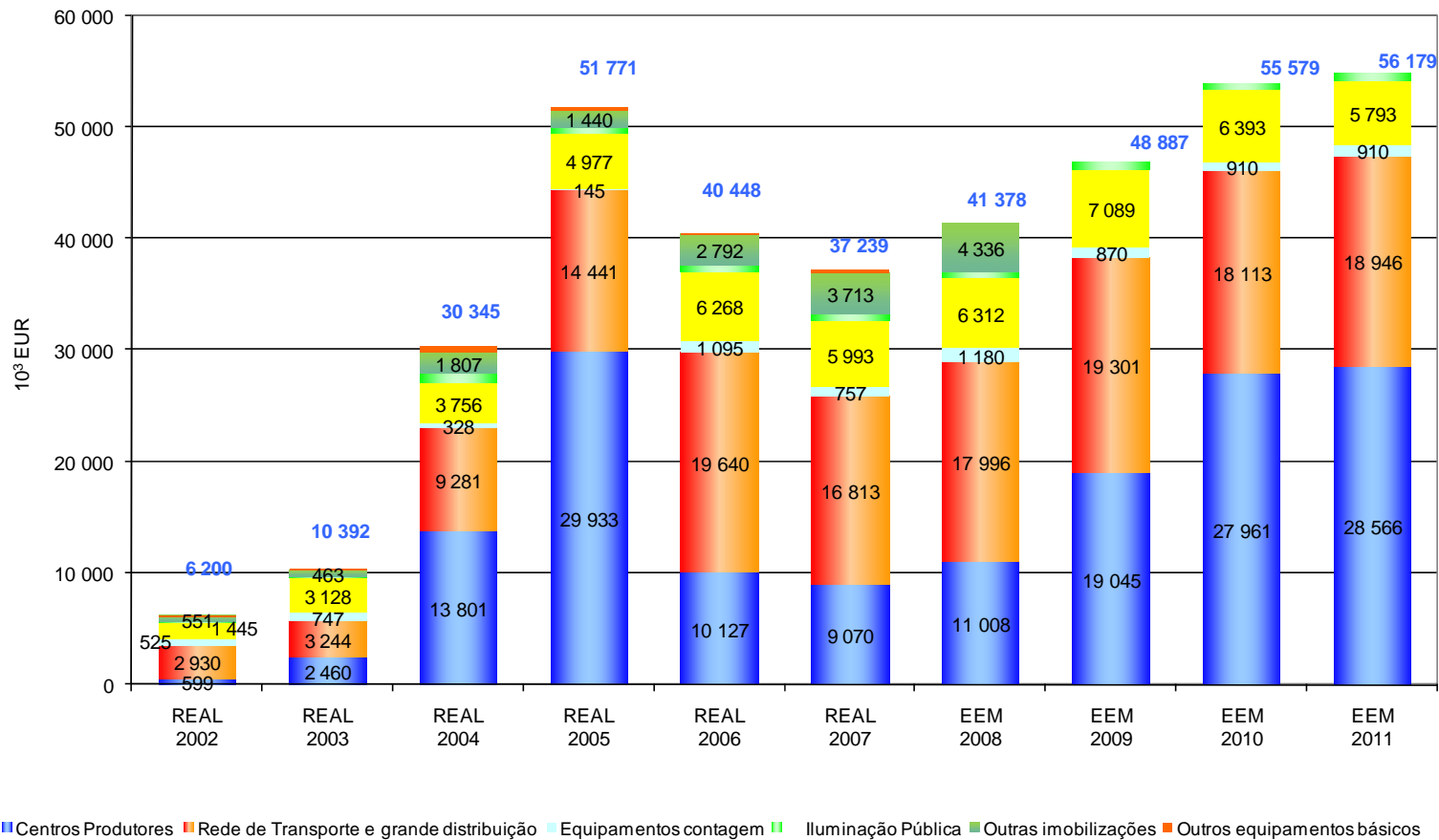
O custo das matérias-primas, que engloba os custos com combustíveis e a aquisição de energia a terceiros apresenta para o ano de 2008 um crescimento global de cerca de 30% face aos valores verificados em 2007, sendo que o custo de combustíveis e de aquisições de energia a terceiros é de 35,8% e 20,5%, respectivamente. Este acréscimo do custo das matérias-primas em 2008, deve-se essencialmente, ao crescimento do custo com combustíveis nos mercados internacionais que no primeiro trimestre de 2008 cresceram mais de 50% face ao mesmo período do ano transacto. Para 2009, 2010 e 2011 a EEM projectou um crescimento do custo unitário com combustíveis em linha com a inflação estimada.

Em 2010 prevê-se a entrada em funcionamento de um dos grupos de 17,5 MW da nova central térmica da Madeira. Esta nova central irá, à semelhança do que acontece com o outro produtor privado da ilha da Madeira (AIE), ter um contrato de fornecimento de energia eléctrica, que para efeitos de projecções se considerou idêntico ao que actualmente vigora para a AIE. Este acréscimo de produção térmica para 2010, conjugado com o primeiro ano de funcionamento completo do novo parque eólico, leva a um crescimento do custo total de aquisição de energia a terceiros de cerca de 56%.

Na Figura 4-12 estão apresentados os investimentos efectuados entre 2002 e 2007, as estimativas para 2008 e as previsões para 2009, 2010 e 2011.

Figura 4-12 - Investimentos da EEM

(preços correntes)



Fonte: EEM

Observa-se que o investimento assumiu valores muito baixos nos anos de 2002 e 2003, explicado pelas dificuldades financeiras que a empresa apresentou nesse período. Posteriormente, e decorrente do início da regulação por parte da ERSE, a situação inverte-se, tendo-se registado aumentos significativos justificados pela necessidade da EEM acompanhar o aumento de consumo verificado na Região Autónoma da Madeira.

Em 2006 verifica-se um novo decréscimo no montante de investimento, cerca de 22% na totalidade, facto este associado, essencialmente, ao decréscimo dos investimentos no sistema de produção que diminuiram cerca de 67%. Esta diminuição justifica-se pelo adiamento dos investimentos previstos para a nova Central Térmica da Vitória e para a Central Térmica de Porto Santo, em virtude da morosidade, decorrente da complexidade associada ao lançamento e análise dos respectivos concursos públicos.

O investimento realizado em 2007 ficou aquém dos valores inicialmente estimados, quer para efeitos de cálculo de tarifas, quer dos valores revistos em 2007, tendo sido inferior em cerca de 31%. Estes desvios resultam, essencialmente, do atraso verificado no projecto de execução dos investimentos previstos para a nova Central Térmica Vitória (Vitória III) e nalgumas obras de rede de transporte.

Há a destacar ainda o peso das outras imobilizações a partir de 2006 devido, essencialmente, ao investimento em sistemas de informação (cadastro da rede eléctrica das ilhas da Madeira e Porto Santo, implementação do SAP e renovação do parque informático), à instalação de um sistema de videovigilância de subestações e postos de seccionamento e ainda à implementação de um sistema de localização de viaturas.

Os projectos de investimentos da EEM consideram 3 anos, 2009, 2010 e 2011, contemplando um conjunto diversificado de investimentos:

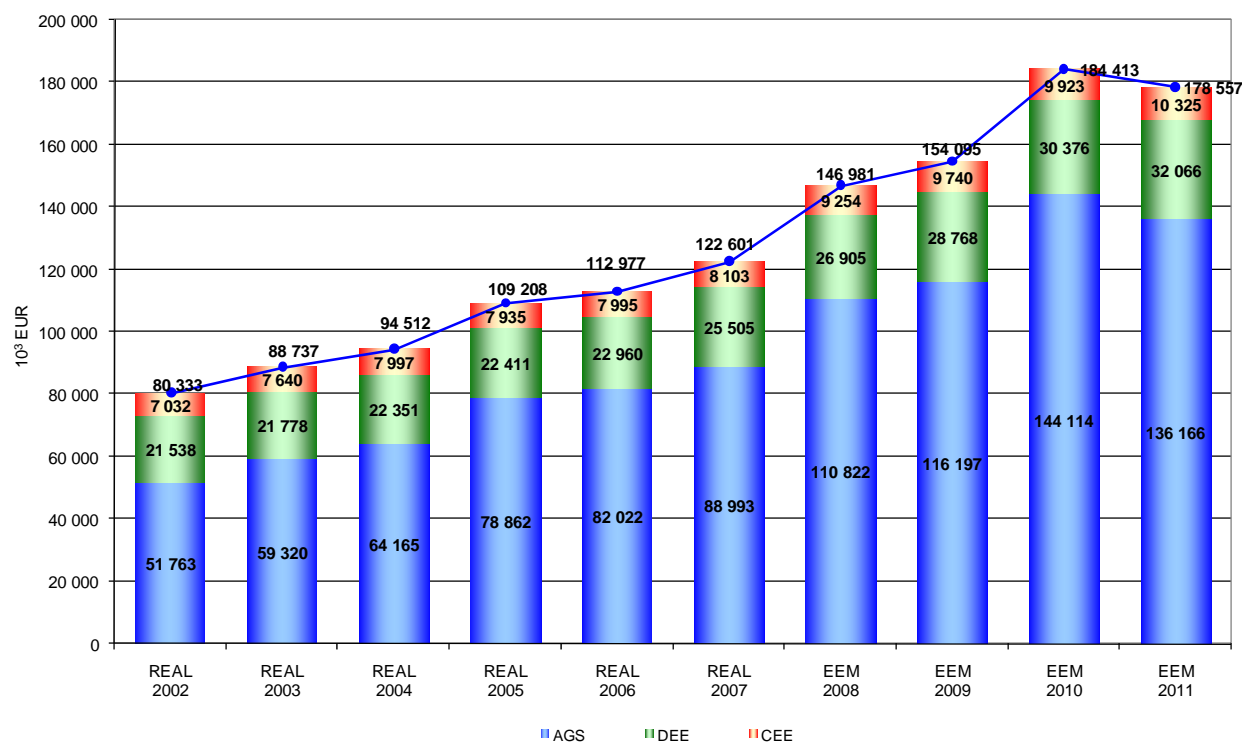
- Reforço significativo do sistema electroprodutor de base, nas ilhas da Madeira e Porto Santo;
- Dotação da rede de transporte de estruturas adequadas à evolução dos consumos;
- Melhoria da rede de distribuição MT e BT, incluindo o telecomando parcial da rede de distribuição MT, tendo em vista garantir os padrões de qualidade de serviço;
- Introdução de novas ferramentas informáticas nas áreas técnica e comercial.

4.2.2 ANÁLISE DESAGREGADA POR ACTIVIDADES

Apresentamos os custos operacionais das actividades reguladas da EEM, repartidos pelas actividades de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de Energia Eléctrica

(DEE) e de Comercialização (C), no período 2002-2007, assim como os valores estimados para 2008 e previstos para 2009, 2010 e 2011.

Figura 4-13 - Custos operacionais das actividades reguladas da EEM
(preços correntes)



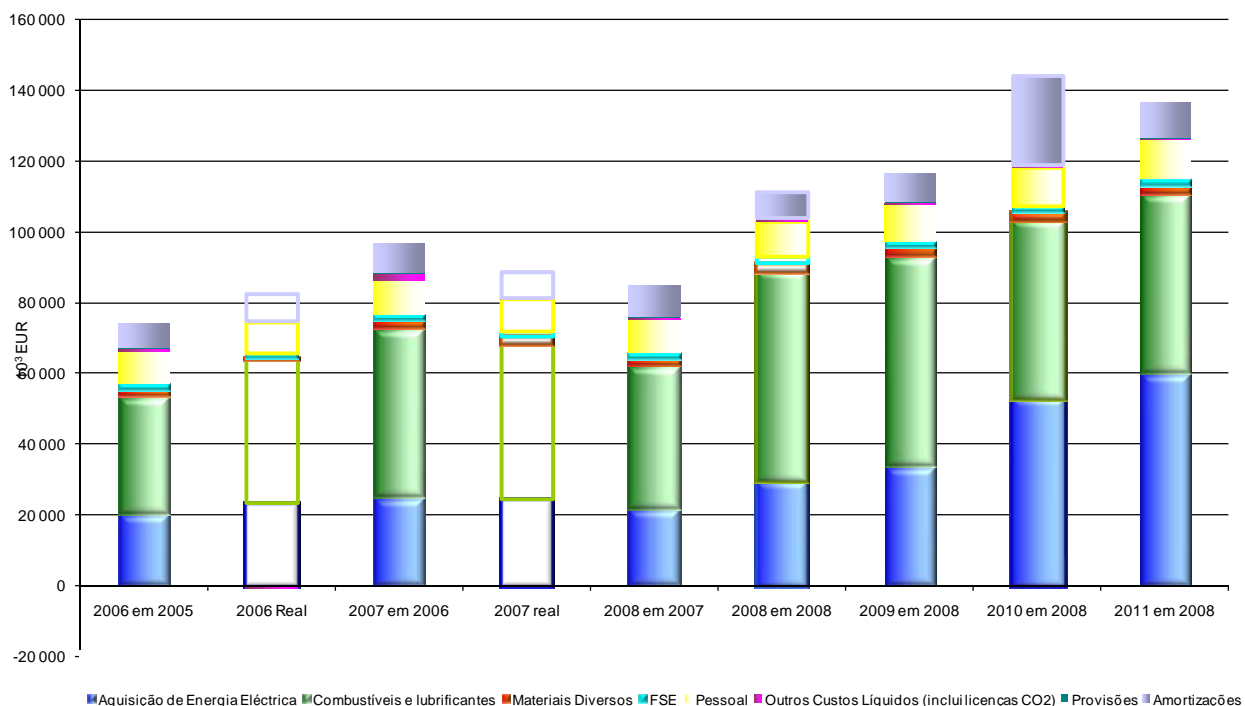
Fonte: EEM

A análise da figura permite verificar que os custos operacionais das actividades reguladas aumentaram até 2007 e a perspectiva é de crescimento para os próximos 3 anos. Podemos constatar que os custos operacionais das actividades reguladas de 2006 para 2007 apresentam um crescimento de cerca de 9%, sendo a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a que apresenta um crescimento mais expressivo, cerca de 11%, relativamente ao ano anterior. Salientamos que a actividade AGS representa, nos anos em análise, cerca de 73%, continuando a ser a actividade com maior peso.

4.2.2.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A Figura 4-14 apresenta os custos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema para o período compreendido entre 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 4-14 - Custos operacionais da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
(preços correntes)



Fonte: EEM

Verifica-se que os custos têm aumentado progressivamente, exceptuando os valores reais de 2007 e as previsões efectuadas em 2007 para 2008.

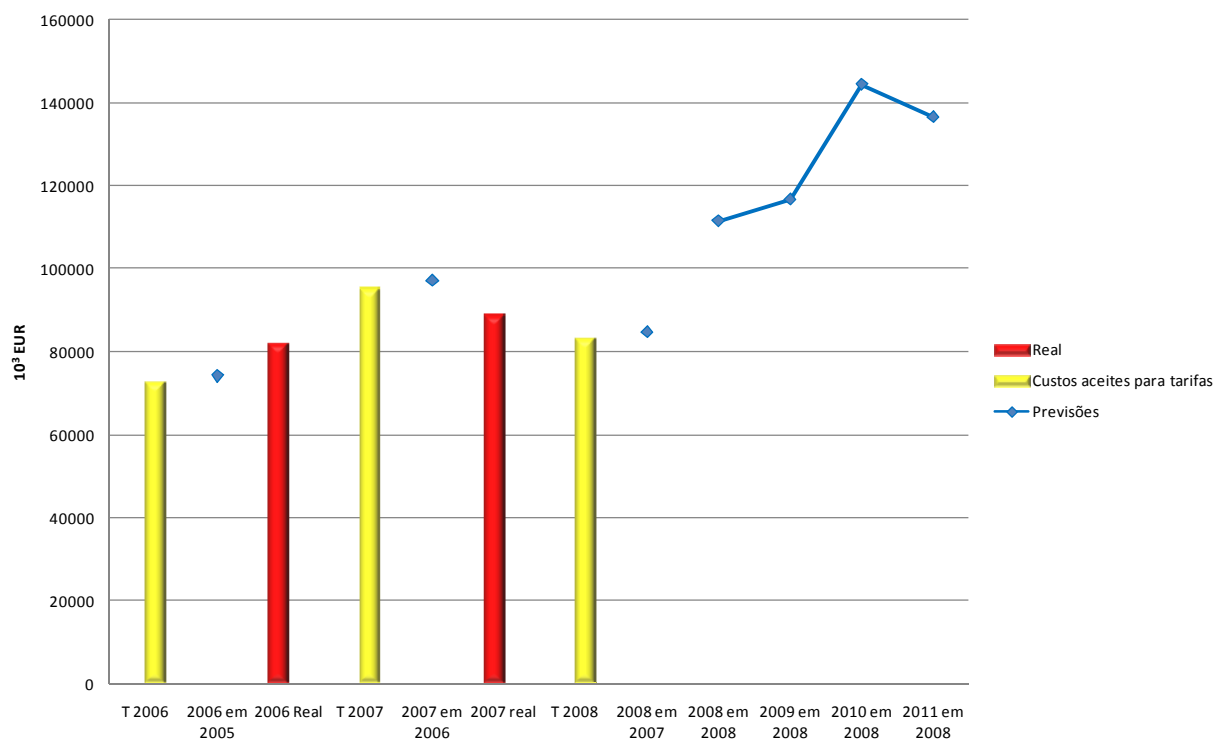
Tal como referido anteriormente, em 2008 e em 2009 denota-se um acréscimo bastante significativo dos custos com combustíveis, sendo estes custos os que mais peso representam.

Como mencionado no ponto 4.2.1, em 2010 prevê-se a entrada em funcionamento de uma nova central térmica da Madeira. Este acréscimo de produção térmica para 2010, conjugado com o primeiro ano de funcionamento completo do novo parque eólico, leva a um crescimento do custo total de aquisição de energia a terceiros de cerca de 56%.

A variação dos custos com combustíveis e com aquisição de energia é por si só justificativa do facto dos valores enviados no início de cada período regulatório serem diferentes dos valores reais.

A Figura 4-15 apresenta os custos para cálculo dos proveitos permitidos para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 4-15 - Custos para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
(preços correntes)



Fonte: EEM e ERSE

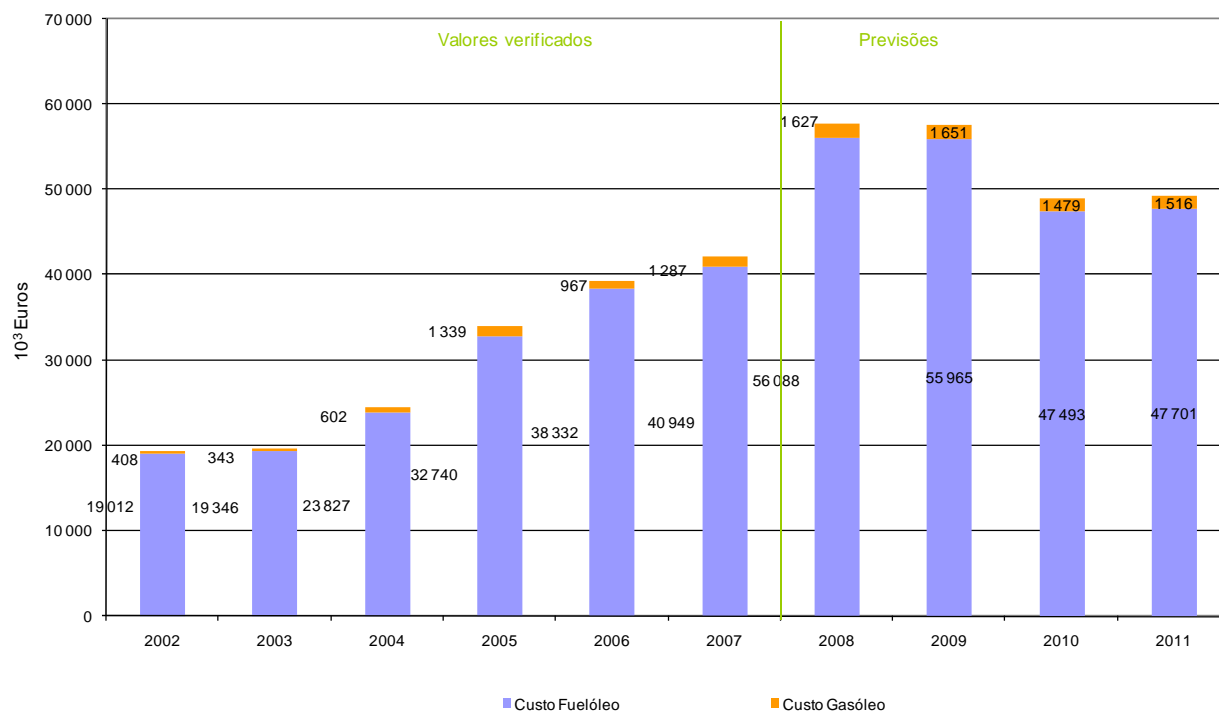
Verifica-se que os custos aceites para 2007 foram superiores ao realizado. Para 2008 a empresa estima que os custos sejam bastante superiores aos custos aceites para tarifas de 2008.

Em 2011 tal como referido anteriormente prevê-se que os custos sejam inferiores aos de 2010.

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

Como foi referido anteriormente, o peso do custo com os combustíveis na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema é bastante elevado. Estes custos são quase integralmente determinados pelos custos com o fuelóleo, como mostra a Figura 4-16, onde se evidencia que os custos respeitantes à aquisição deste combustível representam mais de 96% do custo com a aquisição de combustíveis da EEM, ao longo de todo o período analisado.

Figura 4-16 - Custos com combustíveis



Fonte: EEM

O peso do fuelóleo é igualmente bastante importante na globalidade da produção de energia eléctrica. A Figura 4-17 apresenta a evolução do peso da produção das centrais a fuelóleo, da EEM e de outras empresas, na produção total de energia eléctrica na RAM, que inclui igualmente produção de energia eléctrica a partir de centrais a gasóleo, aproveitamentos hidroeléctricos e centrais eólicas. Entre 2002 e 2006, o peso do fuelóleo na produção total variou entre 78% e 87%. A EEM prevê que o seu peso na produção total diminua a partir de 2008, para se situar a volta de 80% em 2011. Registe-se que as flutuações hidrológicas na RAM são um factor importante na variação do peso da produção de energia eléctrica a partir de centrais a fuelóleo.

Figura 4-17 - Evolução do peso da produção de energia eléctrica das centrais a fuelóleo na produção total

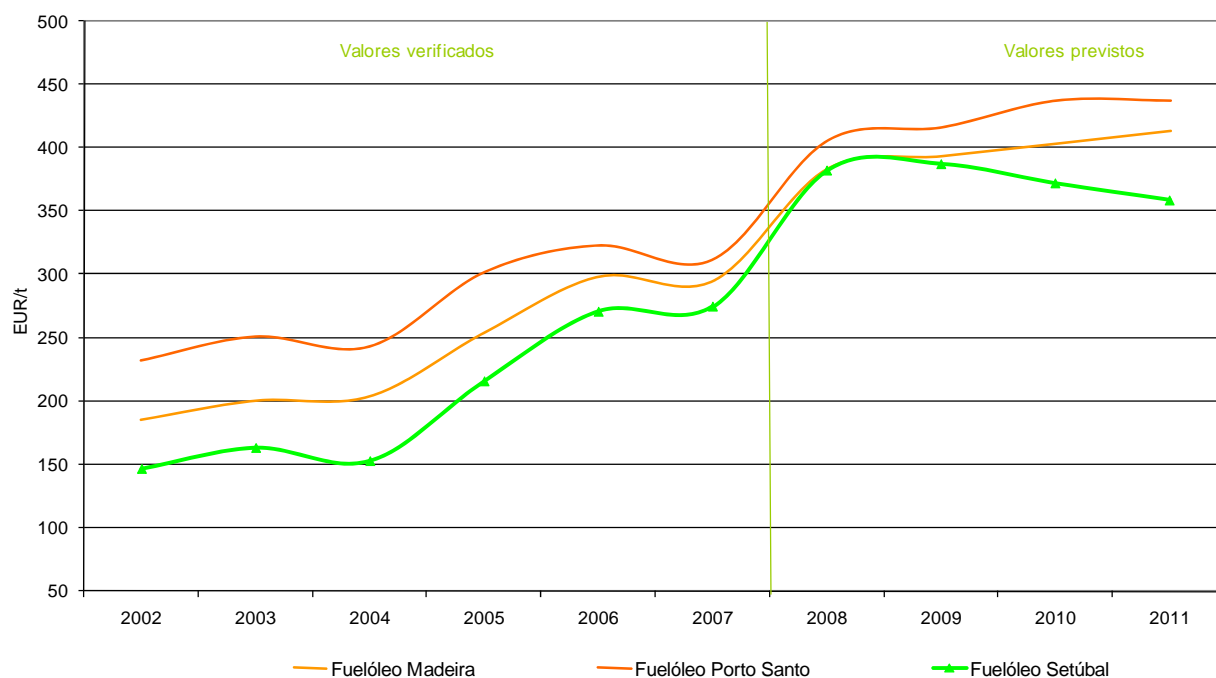


Fonte: EEM

Pela importância do fuelóleo na produção de energia eléctrica na RAM e pelo facto da análise comparativa da evolução do custo com gasóleo já ter sido efectuada no ponto referente aos custos com combustíveis na RAA, a análise focar-se-á nos custos com o fuelóleo.

A Figura 4-18 apresenta a evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica na RAM.

Figura 4-18 - Evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na RAM e em Portugal continental



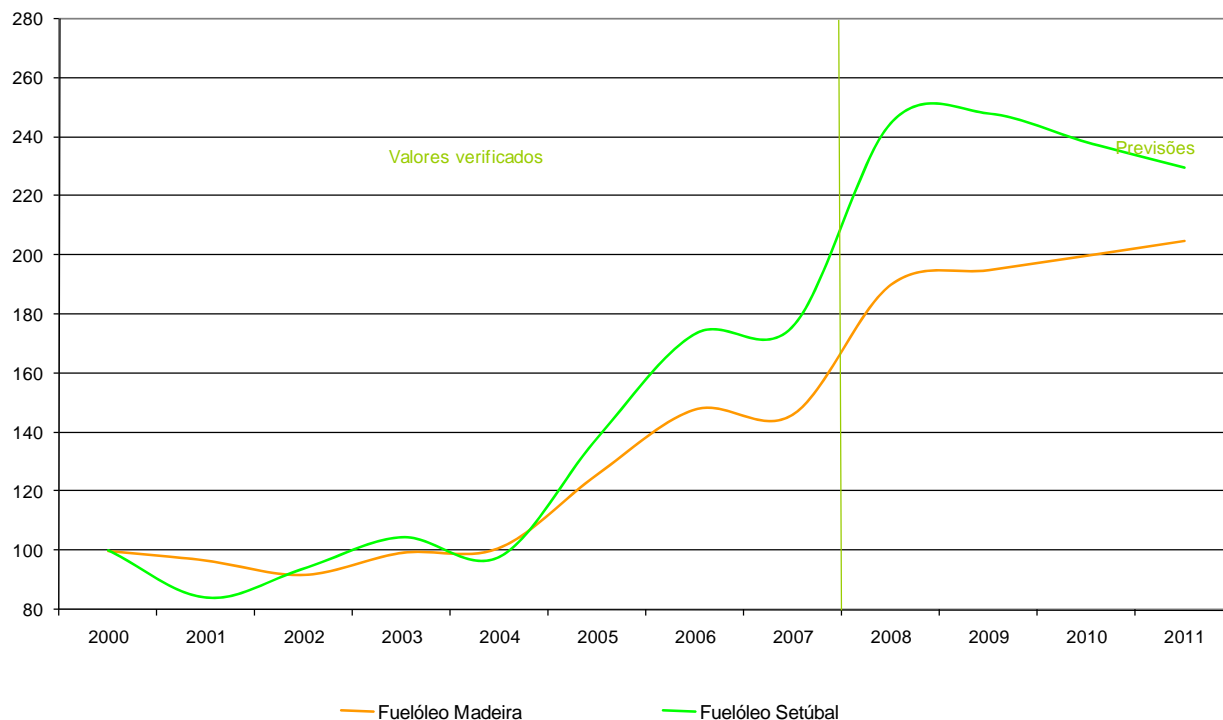
Fonte: EEM, REN, EDP SU, ERSE

Nota: os valores do fuelóleo em Setúbal a partir de 2008 são estimativas da ERSE baseados nas previsões da EDP, SU para o preço do fuelóleo

Observa-se que a partir de 2005, o custo com o fuelóleo consumido na RAM, nomeadamente na ilha da Madeira, se aproxima do custo com o fuelóleo consumido em Setúbal. Por outro lado, a EEM é relativamente conservadora nas suas previsões, estimando para 2008 um aumento do preço do fuelóleo menor do que o estimado pela ERSE, baseada nas previsões da EDP SU para o preço do fuelóleo em Setúbal, levando a que as suas previsões sejam quase coincidentes com as das empresas do continente. A partir dessa data o diferencial de preços decorrente das previsões para o continente e para a Madeira são mais coincidentes com o verificado até 2008.

A convergência verificada nos últimos anos entre o custo do fuelóleo consumido na RAM e consumido no continente não deverá estar alheia ao esforço da EEM na diminuição dos custos com aquisição de fuelóleo, que se materializou no concurso que lançou para fornecimento de combustíveis e, na sequência deste concurso, nas condições que garantiu no contrato que estabeleceu com a Galp para fornecimento de fuelóleo e gasóleo à EEM.

O menor crescimento dos custos unitários de aquisição do fuelóleo na Madeira relativamente a Portugal continental é patente na Figura 4-19.

Figura 4-19 - Evolução do custo do fuelóleo na Madeira e em Portugal continental, base 100, 2000

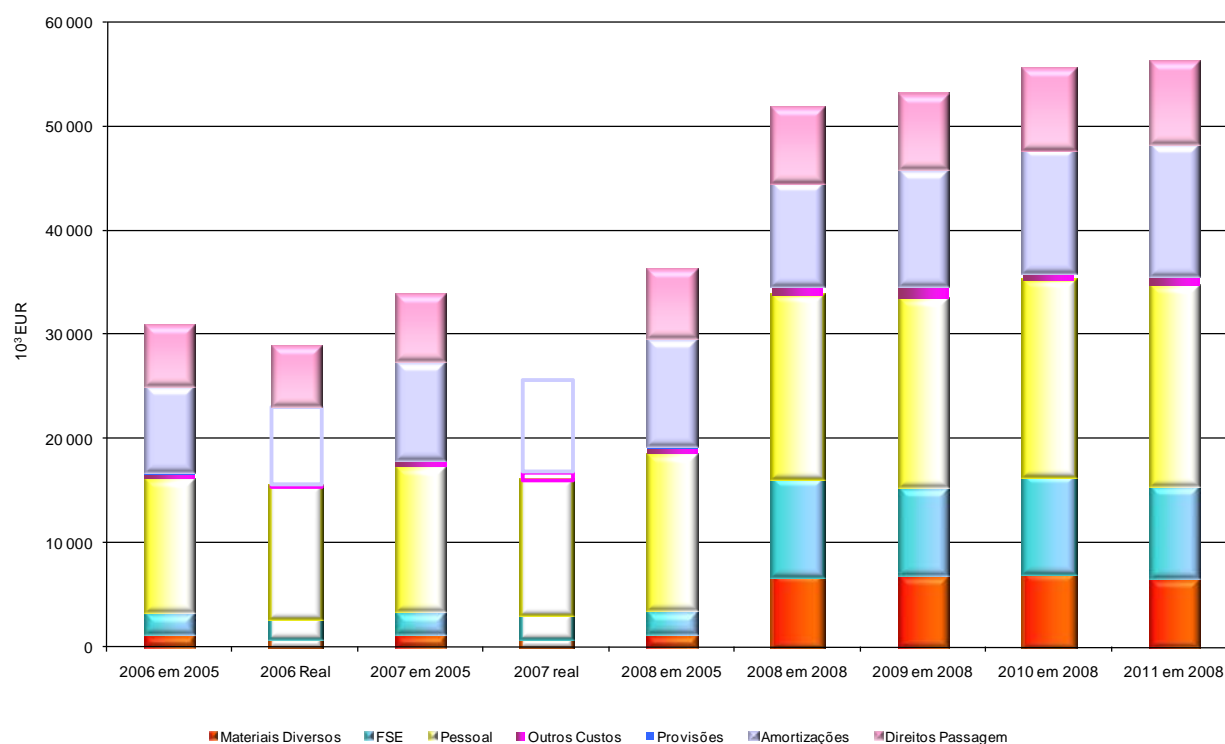
Fonte: EEM, REN, EDP SU, ERSE

Para 2009, a EEM prevê que o custo unitário do fuelóleo consumido na Madeira seja cerca de 90% superior ao verificado em 2000, enquanto que as estimativas da ERSE com nas previsões da EDP, SU apontam para que custo unitário do fuelóleo adquirido para a central de Setúbal seja cerca de 145% superior ao verificado em 2000.

4.2.2.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A Figura 4-20 apresenta os custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período compreendido entre 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 4-20 - Custos operacionais da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
(preços correntes)



Fonte: EEM

A rubrica de custos com pessoal mantém-se, no período compreendido entre 2006 e 2011, como a rubrica de maior peso na estrutura de custos da actividade, tendo uma taxa de crescimento médio anual de cerca de 6%.

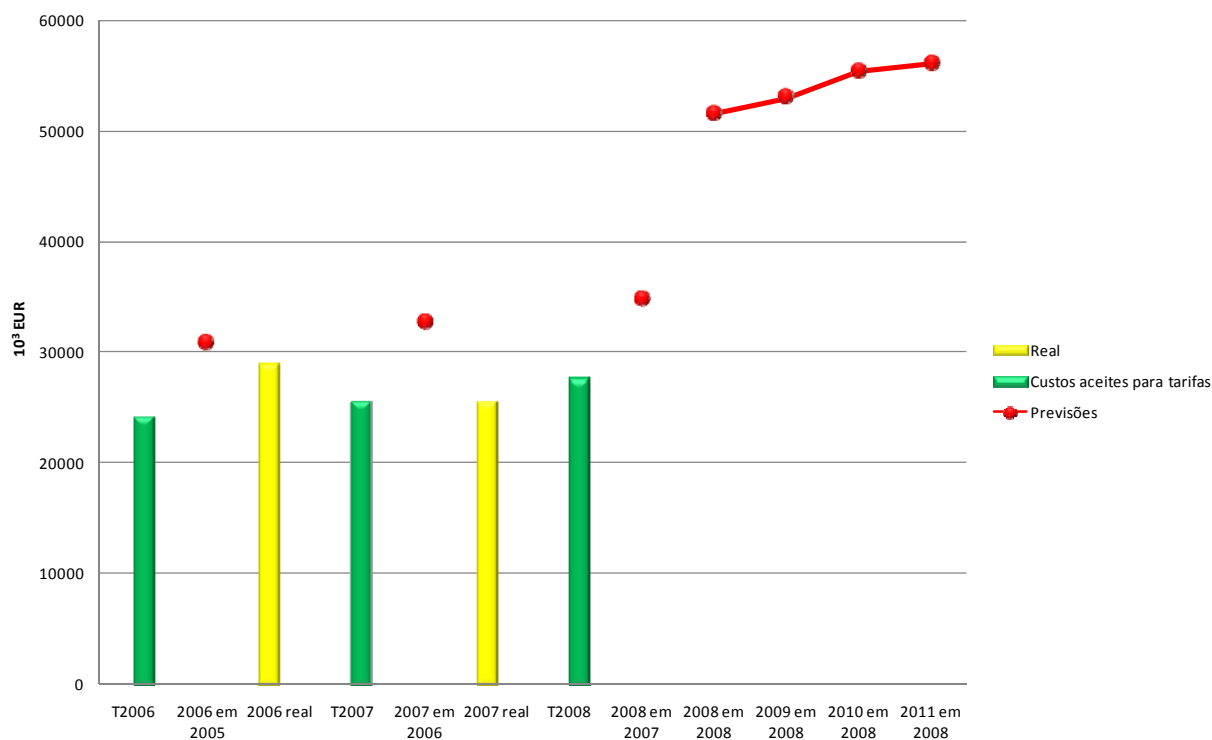
A partir de 2006 surge, como anteriormente referido, uma nova rubrica nos valores reais da EEM a ter em conta, são os Direitos de Passagem, que resultam da aplicação da taxa de 7,5% sobre as vendas de energia eléctrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública) na Região Autónoma da Madeira. Estes custos já eram previstos pela EEM desde 2004, no entanto, só em 2006 foi dado enquadramento legislativo a esse tema através do Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de Janeiro de 2007, com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2006.

Para o período em análise, denota-se que os custos operacionais previstos em 2005 para 2008 são bastante inferiores aos previstos em 2008 para 2008.

As previsões enviadas pela EEM para os anos de 2006 e 2007 são superiores aos valores reais, o que é justificado pela alteração nas chaves de repartição de custos da EEM que condiciona a análise comparativa desses custos.

A Figura 4-21 apresenta os custos para cálculo dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 4-21 - Custos para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
(preços correntes)



Fonte: EEM e ERSE

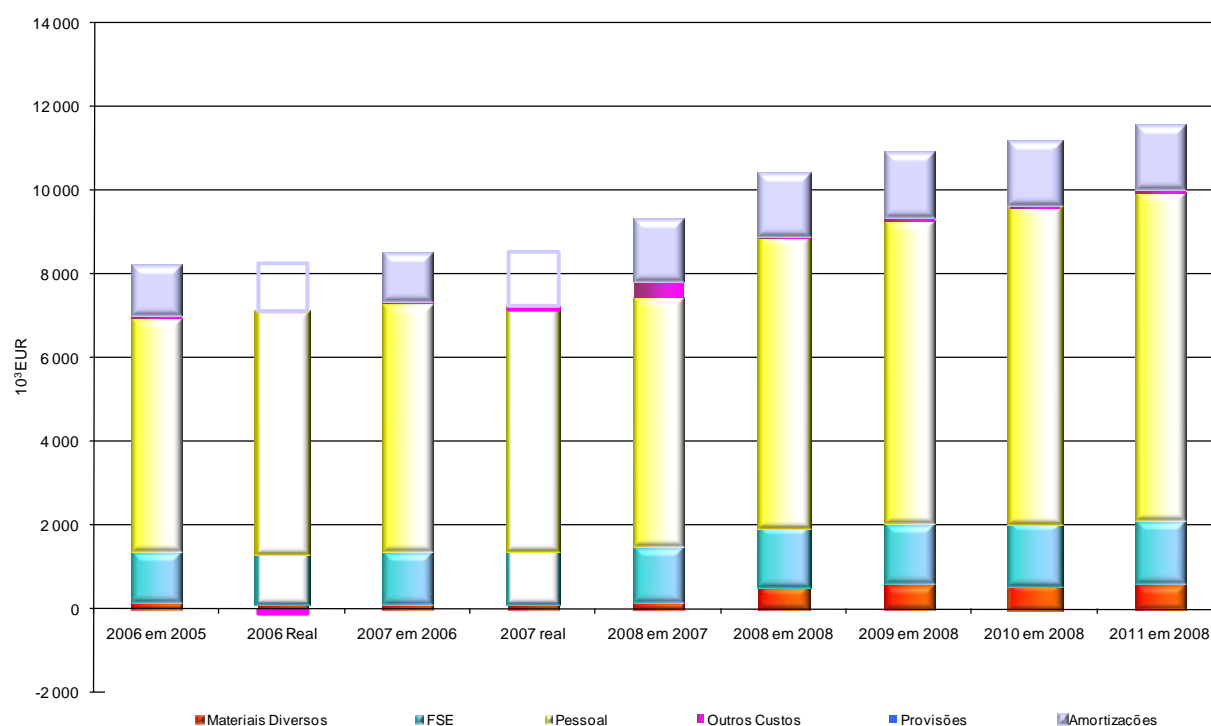
Verificamos que na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, os custos aceites para proveitos permitidos em 2007 são semelhantes aos custos realizados no mesmo ano. Para o período entre 2008 e 2011 as previsões apontam para um crescimento substancial.

Como complemento da análise aqui efectuada, aconselha-se a consulta do capítulo sobre a determinação dos parâmetros de regulação para as actividades de Distribuição e Comercialização da EEM para o período regulatório 2009-2011, no documento "Parâmetros de regulação para o período 2009-2011".

4.2.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A Figura 4-22 apresenta os custos da actividade de Comercialização para o período compreendido entre 2006-2008, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos para o novo período de regulação 2009-2011.

Figura 4-22 - Custos operacionais da actividade de Comercialização
(preços correntes)



Fonte: EEM

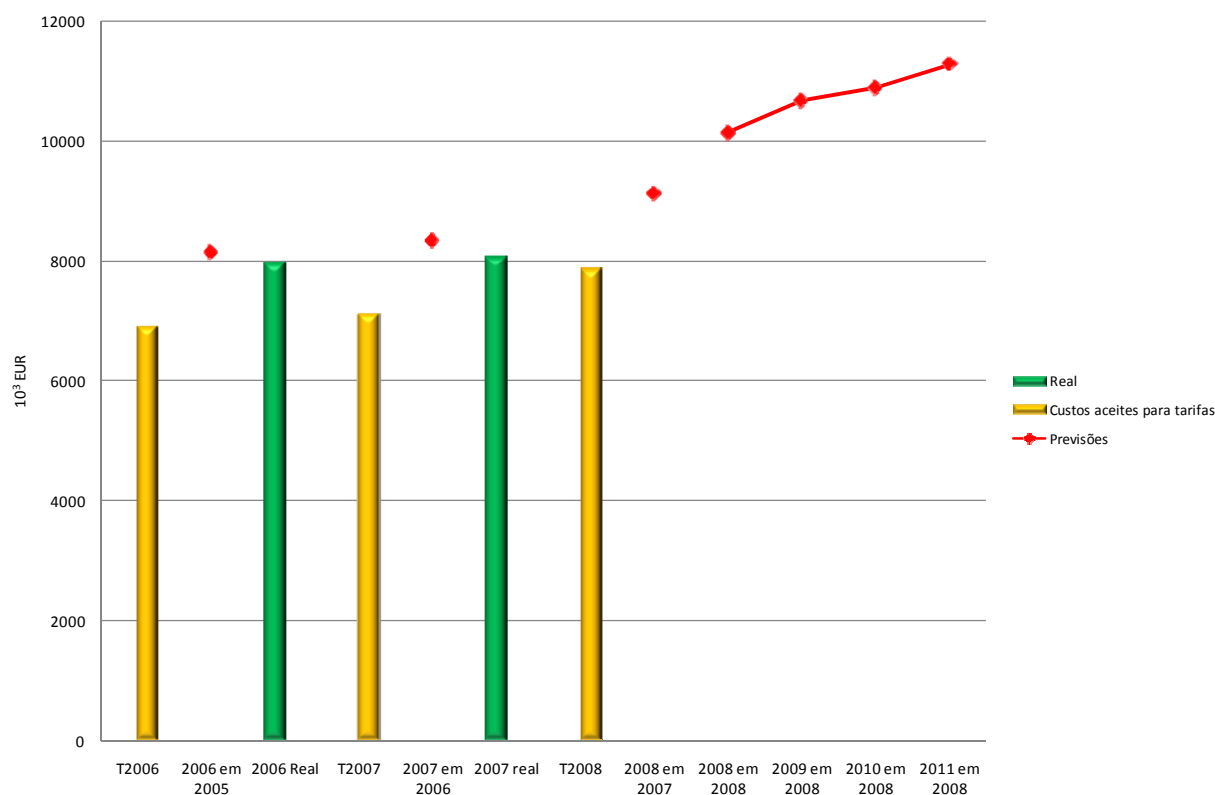
Verificamos que os custos com pessoal têm um peso bastante significativo na estrutura de custos desta actividade, cerca de 75%, com uma taxa de crescimento médio anual de 2,6%.

As rubricas de fornecimentos e serviços externos e materiais diversos têm vindo a aumentar o seu peso na estrutura de custos da actividade de Comercialização. Em 2007 os FSE registaram um aumento de 13% face ao ano anterior.

As diferenças entre as previsões enviadas pela EEM e os valores reais são justificadas pela alteração nas chaves de repartição de custos da EEM que condiciona a análise comparativa desses custos.

A Figura 4-23 apresenta os custos para cálculo dos proveitos permitidos para a actividade de comercialização para os períodos de regulação 2006-2008 e 2009-2011.

Figura 4-23 - Custos para cálculo de proveitos permitidos da actividade de Comercialização
(preços correntes)



Fonte: EEM e ERSE

Em 2006 e 2007 os custos reais foram superiores aos custos aceites para tarifas. Quanto a 2008, a EEM prevê custos bastante superiores aos custos previstos para proveitos permitidos propostos para 2008.

Como complemento da análise aqui efectuada, aconselha-se a consulta do capítulo sobre a determinação dos parâmetros de regulação para as actividades de Distribuição e Comercialização da EEM para o período regulatório 2009-2011, no documento "Parâmetros de regulação para o período 2009-2011".

5 PEDIDO DE ESCLARECIMENTO ÀS EMPRESAS

Da análise dos valores enviados pelas empresas, referentes ao período 2007-2011, surgiram algumas dúvidas. Neste capítulo sintetizam-se os pedidos de esclarecimentos às empresas, relativamente aos anos de 2007 a 2011 e respectivas respostas enviadas pelas empresas.

5.1 REN

5.1.1 CUSTOS DE FUNCIONAMENTO NO ÂMBITO DA CVEEAC

RESPOSTA REN

Os valores recebidos pela REN, relativos aos “Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e venda de energia eléctrica do agente comercial (CVEEAC)”, totalizaram 3 366 milhares de €, em 2007.

Na altura considerou-se que a transferência da totalidade deste valor para a REN – Trading não seria o mais adequado e decidiu-se reparti-lo pela REN – Rede Eléctrica Nacional (actividade de Gestão Global do Sistema (GGS)) e a REN – Trading. A lógica por detrás desta decisão prendeu-se com o facto de só um reduzido número de trabalhadores, da antiga actividade de Aquisição de energia eléctrica, é que passaram para a REN – Trading; a maioria passou a pertencer à actividade GGS.

A afectação que foi feita dos proveitos relativos aos “Custos de funcionamento no âmbito da actividade CVEEAC” foi a seguinte:

Mês	Custos de Funcionamento		
	GGS	REN - Trading	Total
Julho e Agosto	1.052,2	89,8	1.122,0
Setembro e Outubro	1.970,4	267,8	2.244,0
	3.022,6	337,2	3.360,0

E poderá ser confirmada através da análise dos seguintes quadros:

- Demonstração de resultados da REN – Trading, linha de proveitos denominada “Custos funcionamento CVEEAC” (337 milhares de €);
- Demonstração de resultados da REN – Rede Eléctrica Nacional, linha de proveitos denominada “Custos de funcionamento CVEEAC” (1 052 milhares de €) e linha de custos denominada “Custos de funcionamento CVEEAC” (268 milhares de €).

5.1.2 LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO2

No que diz respeito aos custos de aquisição líquidas da actividade de CVEEAC de forma à ERSE poder validar os valores estimados para 2008 e previstos para 2009 a 2011 pela REN, necessitamos o envio da seguinte informação para todos os anos, desagregada por central:

- a) Produção anual, sendo no caso de 2008 e 2009, também mensal.
- b) Consumo de combustível anual, sendo no caso de 2008 e 2009, também mensal.

RESPOSTA REN

A REN enviou quadros com a informação solicitada.

- c) Encargo de combustível anual, sendo no caso de 2008 e 2009, também mensal.

RESPOSTA REN

A REN enviou quadros com a informação solicitada.

Os encargos variáveis consideram outros encargos, para além dos encargos de consumo de combustível, nomeadamente arranques.

- d) Custos anuais com os serviços de sistema contemplados pelos CAE.

RESPOSTA REN

Não existem custos com serviços de sistema nas previsões enviadas uma vez que o único, a telerregulação em CPG, foi nulo.

- e) Coeficiente de disponibilidade mensal.

RESPOSTA REN

A REN enviou quadros com a informação solicitada.

- f) Explicação dos custos associados aos serviços de sistema.

Os custos apresentados são o resultado da actuação no mercado de serviços de sistema do Gestor de Sistema. Dado que, em termos globais, as centrais reduziram carga em relação ao programa de vendas na OMEL, houve lugar a pagamentos por parte da REN Trading.

Não existem custos associados a serviços de sistema, apenas é solicitada mais ou menos produção às centrais, com o consequente acerto de facturação no final do mês.

Quando existe aumento de produção a REN Trading recebe da REN o custo dessa energia, que depois se reflecte também numa maior factura do CAE.

Quando existe redução de produção a REN Trading compra à REN essa energia que tinha vendido em mercado, que depois se reflecte também numa menor factura do CAE.

NOTA: É importante salientar que os valores enviados pela REN no final de Junho deste ano, só têm reais até Abril, sendo que os restantes valores ocorridos até à data estão a afastar-se consideravelmente dos que tinham sido previstos nessa data, em particular para a Tejo Energia.

5.2 EDP DISTRIBUIÇÃO

5.2.1 PRÉMIOS DE DESEMPENHO E CUSTOS COM PESSOAL

Como é que a EDP Distribuição e a EDP SU estavam a contabilizar os prémios de desempenho.

De acordo com a informação enviada nos relatórios de 2007, a distribuição de lucros é feita através da movimentação da conta de resultados transitados, pelo que tendo em conta essa movimentação concluo que não é feita através da conta de custos com pessoal.

Precisava de saber se a minha conclusão está correcta e se esta metodologia é a que está nas contas previsionais que nos enviam, pois em IFRS estes custos são ajustados na conta de custos com pessoal.

RESPOSTA EDP DISTRIBUIÇÃO

Efectivamente, o prémio de desempenho anual é considerado na proposta de aplicação de resultados das empresas, isto no caso de resultados positivos distribuíveis. Este é o caso da EDP Distribuição nas contas reais de 2007 e nas contas previsionais 2008-2011.

Convém, no entanto, referir que a EDP está a implementar uma nova metodologia de cálculo do valor do prémio de desempenho dos seus colaboradores, em que se pretende estabelecer um conjunto de linhas de orientação para a definição de objectivos e indicadores de avaliação de desempenho individual (KPI's), que depois influenciará o valor de cada prémio de desempenho. Esta nova metodologia poderá levar a que a contabilização do prémio de desempenho possa eventualmente ser alterada, mas, neste momento, por se estar ainda numa fase muito embrionária, é prematuro qualquer ilação sobre este tema. Foi esta busca de esclarecimento sobre a nova metodologia e as suas consequências que provocou atraso na resposta à sua pergunta.

Mas, repito, esta nova realidade não foi incorporada nas nossas contas, tanto reais como previsionais.

5.3 EDP SERVIÇO UNIVERSAL

5.3.1 PRÉMIOS DE DESEMPENHO E CUSTOS COM PESSOAL

Como é que a EDP Distribuição e a EDP SU estavam a contabilizar os prémios de desempenho.

De acordo com a informação enviada nos relatórios de 2007, a distribuição de lucros é feita através da movimentação da conta de resultados transitados, pelo que tendo em conta essa movimentação concluo que não é feita através da conta de custos com pessoal.

Precisava de saber se a minha conclusão está correcta e se esta metodologia é a que está nas contas previsionais que nos enviam, pois em IFRS estes custos são ajustados na conta de custos com pessoal.

RESPOSTA EDP DISTRIBUIÇÃO

Relativamente à EDPSU, como não teve resultados positivos em 2007, o prémio de desempenho dos seus colaboradores foi contabilizado (cerca de 200 mil euros) numa provisão para outros riscos e encargos. Nas contas previsionais 2008-2011, continuando a EDPSU a ter resultados negativos, o processo de prémio de desempenho não foi considerado nas projecções da EDPSU.

Convém, no entanto, referir que a EDP está a implementar uma nova metodologia de cálculo do valor do prémio de desempenho dos seus colaboradores, em que se pretende estabelecer um conjunto de linhas de orientação para a definição de objectivos e indicadores de avaliação de desempenho individual (KPI's), que depois influenciará o valor de cada prémio de desempenho. Esta nova metodologia poderá levar a que a contabilização do prémio de desempenho possa eventualmente ser alterada, mas, neste momento, por se estar ainda numa fase muito embrionária, é prematuro qualquer ilação sobre este tema. Foi esta busca de esclarecimento sobre a nova metodologia e as suas consequências que provocou atraso na resposta à sua pergunta.

Mas, repito, esta nova realidade não foi incorporada nas nossas contas, tanto reais como previsionais.

5.4 EDA

5.4.1 PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS UTILIZADOS

Solicita-se o envio dos pressupostos macroeconómicos considerados na elaboração das demonstrações financeiras para o período de 2008-2011.

RESPOSTA EDA

As taxas de inflação utilizadas nas previsões dos anos 2008, 2009, 2010 e 2011, correspondem a:

A previsão de novos financiamentos é apresentada na tabela seguinte:

Anos	Taxa Inflação
2008	3,20%
2009	3,00%
2010	3,00%
2011	3,00%

Ano	2008	2009	2010	2011
Montante novos empréstimos	39 000 mil €	59 000 mil €	10 500 mil €	13 500 mil €
Taxa de juro	5,37%	5,01%	4,88%	4,92%
Prazo de carência	5 anos	5 anos	5 anos	5 anos

5.4.2 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

5.4.2.1 CUSTOS COM AMÓNIA

A EDA apresentou nos anos de 2006 e 2007 previsões de consumo de amónia muito superiores aos valores reais de consumos conforme é apresentado no quadro seguinte:

Unid:EUR

Ano	Previsto EDA/ Tarifas	Realização/ Aceite	Desvio	
			EUR	%
2006	1 250 000	10 369	-1 239 631	-99,2%
2007	1 181 412	29 197	-1 152 215	-97,5%

Para o período de 2008-2011 são apresentadas estimativas / previsões de consumos na mesma linha das previsões apresentadas nos anos anteriores:

Unid:EUR

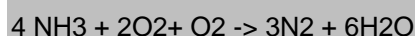
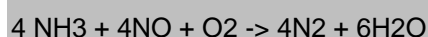
Ano	Previsto EDA / Tarifas
2008	1 258 434
2009	1 346 081
2010	1 386 463
2011	1 428 057

Solicita-se a fundamentação para os valores apresentados para os anos 2008-2011, tendo em conta os desvios verificados nos anos anteriores.

RESPOSTA EDA

No âmbito da Central Termoelétrica do Caldeirão, foram montados, numa 1ª fase, 2 grupos geradores *Wartsila* com potência de 16,8 MW (entraram em funcionamento contínuo em Maio de 2002) e, numa 2ª fase, mais 2 grupos geradores de igual potência (entraram em funcionamento em Março de 2004).

No que respeita às emissões gasosas, foram instalados 4 reactores catalíticos (desnitrificadores), utilizando amónia Hidro 25%. Estes desnitrificadores destinam-se a reduzir as emissões de óxidos de azoto (NO e NO₂ – gases tóxicos), produzidos na combustão dos grupos geradores Diesel, de acordo com as fórmulas:



Estes desnitrificadores foram os primeiros a serem instalados em motores Diesel no nosso país, tratando-se, por isso, de um equipamento inovador. O sistema de desnitrificação teve vários problemas de regulação, o que implicou que tivesse um funcionamento irregular e esporádico até 2008.

No ano de 2006, o sistema esteve quase sempre desligado, trabalhando apenas em regime de teste. Em 2007, o sistema entrou em funcionamento contínuo nos últimos 2 meses do ano, após resolução de problemas técnicos associados à instalação de desnitrificação. Durante este lapso de tempo, decorreram trabalhos de avaliação, testes de funcionalidade e avaliação de efeitos, envolvendo o fabricante/fornecedor e consultor externo, de forma a conferir as condições de futura funcionalidade dos sistemas instalados. A partir do mês de Maio de 2008, e resolvidos os problemas técnicos e logísticos (fornecimento de forma continuada de amónia), o sistema está a trabalhar em regime contínuo.

Está também em fase final de instalação um sistema de monitorização em contínuo dos gases de escape, no âmbito da preocupação ambiental e cumprimento das disposições legais desta instalação.

No decorrer de 2008, será instalado um sistema equivalente na Central de Belo Jardim, ilha Terceira.

5.4.2.2 IMOBILIZADO INCORPÓREO / LICENÇAS DE CO₂

A EDA apresenta para o período de 2008-2011 ao nível do imobilizado incorpóreo valores que oscilam entre os 2,3 milhões de euros em 2008 e os 10,3 milhões de euros em 2011.

Solicita-se a indicação da origem dos movimentos de imobilizados ocorridos ao nível dessa conta e tratando-se da contabilização de licenças de CO₂, e preenchimento do quadro seguinte para cada um dos anos do período 2008-2011:

Unidades: t, €/t e euros

	Quantidades de CO ₂	Valor unitário	Valor total
Quantidades transitadas do ano anterior			
Quantidades atribuídas ou adquiridas			
Quantidades consumidas			
Quantidades a transitar para o ano seguinte			

RESPOSTA EDA

Os movimentos registados na rubrica de imobilizado incorpóreo dizem respeito apenas a licenças de CO₂ estando a sua movimentação real e prevista para o período 2007-2011 espelhada nos quadros seguintes.

Movimentação Licenças 2007

	Quantidades de CO2	Custo Unitário	Valor Total
Quantidades transitadas do ano anterior	1.716	6,48	11.121
Quantidades atribuídas	378.808	6,48	2.454.676
Quantidades consumidas	1.716	6,48	11.121
	339.194	6,48	2.197.976
Licenças vendidas			
Quantidades a transitar para período seguinte	39.614	6,48	256.700

Tratamento Contabilístico das Licenças de CO2 - 2007

	43				2745			
SI	11.121							SI
.(1)	2.454.676	2.209.097	.(6)	.(3)	2.197.976	2.454.676	.(1)	
			.(5)	.(5)				
SF	256.700					-256.700		
	26				65			
.(6)	2.209.097	2.209.097	.(2)	.(2)	2.209.097	2.197.976	.(3)	
SF	0					11.121		
	79							
.(5)			.(5)					
			.(4)					
SF		0						

SI Saldo Inicial

SF Saldo Final

.(1) Registo da atribuição de Licenças

.(2) Reconhecimento do custo e responsabilidade pelo Consumo de Licenças

.(3) Reconhecimento do proveito relativo às licenças atribuídas a título gratuito

.(4) Registo da venda de licenças

.(5) Registo da anulação de Licenças por venda

.(6) Anulação do activo relativo às licenças utilizadas

.(7) Registo da desvalorização de licenças

Movimentação Licenças 2008

	Quantidades de CO2	Custo Unitário	Valor Total
Quantidades transitadas do ano anterior	39.614	6,48	256.700
Quantidades atribuídas	477.883	20,71	9.896.957
Quantidades consumidas	614	6,48	3.980
	365.241	20,71	7.564.134
Licenças vendidas	39.000	0,01	470
Quantidades a transitar para período seguinte	112.642	20,71	2.332.823

Tratamento Contabilístico das Licenças de CO2 - 2008

	43					2745				
SI	256.700								256.700	SI
.(1)	9.896.957	7.568.114	.(6)	.(3)	7.568.114	9.896.957	.(1)			.(1)
		252.720	.(5)	.(5)	252.720					
SF	2.332.823								-2.332.823	
	26					65				
.(6)	7.568.114	7.568.114	.(2)	.(2)	7.568.114	7.568.114	.(3)			
SF	0								0	
	79									
.(5)	252.720	252.720	.(5)							
		470	.(4)							
SF		470								

SI Saldo Inicial

SF Saldo Final

.(1) Registo da atribuição de Licenças

.(2) Reconhecimento do custo e responsabilidade pelo Consumo de Licenças

.(3) Reconhecimento do proveito relativo às licenças atribuídas a título gratuito

.(4) Registo da venda de licenças

.(5) Registo da anulação de Licenças por venda

.(6) Anulação do activo relativo às licenças utilizadas

.(7) Registo da desvalorização de licenças

Movimentação Licenças 2009

	Quantidades de CO2	Custo Unitário	Valor Total
Quantidades transitadas do ano anterior	112.642	20,71	2.332.823
Quantidades atribuídas	477.883	25,39	12.133.449
Quantidades consumidas	112.642	20,71	2.332.823
	272.161	25,39	6.910.179
Licenças vendidas			0
Quantidades a transitar para período seguinte	205.722	25,39	5.223.270

Tratamento Contabilístico das Licenças de CO2 - 2009

	43				2745				
SI	2.332.823						2.332.823	SI	
.(1)	12.133.449	9.243.002	.(6)	.(3)	9.243.002	12.133.449	.(1)		
			.(5)	.(5)					
SF	5.223.270				SF	-5.223.270			
	26				65				
.(6)	9.243.002	9.243.002	.(2)	.(2)	9.243.002	9.243.002	.(3)		
SF	0				SF	0			
	79								
.(5)			.(5)						
			.(4)						
SF		0							

SI Saldo Inicial

SF Saldo Final

.(1) Registo da atribuição de Licenças

.(2) Reconhecimento do custo e responsabilidade pelo Consumo de Licenças

.(3) Reconhecimento do proveito relativo às licenças atribuídas a título gratuito

.(4) Registo da venda de licenças

.(5) Registo da anulação de Licenças por venda

.(6) Anulação do activo relativo às licenças utilizadas

.(7) Registo da desvalorização de licenças

Movimentação Licenças 2010

	Quantidades de CO2	Custo Unitário	Valor Total
Quantidades transitadas do ano anterior	205.722	25,39	5.223.270
Quantidades atribuídas	477.883	26,02	12.434.516
Quantidades consumidas	205.722	25,39	5.223.270
	189.071	26,02	4.919.632
Licenças vendidas			
Quantidades a transitar para período seguinte	288.812	26,02	7.514.883

Tratamento Contabilístico das Licenças de CO2 - 2010

	43				2745			
SI	5.223.270					5.223.270	SI	
.(1)	12.434.516	10.142.902	.(6)	.(3)	10.142.902	12.434.516	.(1)	
			.(5)	.(5)				
SF	7.514.883				-7.514.883			
	26				65			
.(6)	10.142.902	10.142.902	.(2)	.(2)	10.142.902	10.142.902	.(3)	
SF	0				0			
	79							
.(5)			.(5)					
			.(4)					
SF		0						

SI Saldo Inicial

SF Saldo Final

.(1) Registo da atribuição de Licenças

.(2) Reconhecimento do custo e responsabilidade pelo Consumo de Licenças

.(3) Reconhecimento do proveito relativo às licenças atribuídas a título gratuito

.(4) Registo da venda de licenças

.(5) Registo da anulação de Licenças por venda

.(6) Anulação do activo relativo às licenças utilizadas

.(7) Registo da desvalorização de licenças

Movimentação Licenças 2011

	Quantidades de CO2	Custo Unitário	Valor Total
Quantidades transitadas do ano anterior	288.812	26,02	7.514.883
Quantidades atribuídas	477.883	26,74	12.778.591
Quantidades consumidas	288.812	26,02	7.514.883
	91.947	26,74	2.458.670
Licenças vendidas			
Quantidades a transitar para período seguinte	385.936	26,74	10.319.921

Tratamento Contabilístico das Licenças de CO2 - 2011

	<u>43</u>				<u>2745</u>		
SI	7.514.883				7.514.883		SI
.(1)	12.778.591	9.973.554	.(6)	.(3)	9.973.554	12.778.591	.(1)
			.(5)	.(5)			
SF	10.319.921				-10.319.921		
	<u>26</u>				<u>65</u>		
.(6)	9.973.554	9.973.554	.(2)	.(2)	9.973.554	9.973.554	.(3)
SF	0				0		
	<u>79</u>						
.(5)			.(5)				
			.(4)				
SF		0					

- SI Saldo Inicial
 SF Saldo Final
 .(1) Registo da atribuição de Licenças
 .(2) Reconhecimento do custo e responsabilidade pelo Consumo de Licenças
 .(3) Reconhecimento do proveito relativo às licenças atribuídas a título gratuito
 .(4) Registo da venda de licenças
 .(5) Registo da anulação de Licenças por venda
 .(6) Anulação do activo relativo às licenças utilizadas
 .(7) Registo da desvalorização de licenças

5.4.2.3 CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

Na página 78 do documento da EDA “Conta Reguladas – Norma complementar 9 – Capítulo II” é apresentado em quadro com a desagregação por ilha do consumo de combustíveis, bem como os consumos específicos considerados. O consumo específico apresentado para a produção a fuel em Santa Maria é para o período de 2009-2011 de 220 g/kWh. No entanto, este valor aplicado à produção prevista não resulta nas quantidades consumidas apresentadas pela EDA, apesar de não haver uma diferença significativa.

Solicita-se a indicação dos valores correctos a considerar (consumos específico ou quantidades consumidas).

RESPOSTA EDA

Para o período 2009-2011, tendo em conta as produções constantes no quadro “Desagregação por ilha, tipo e quantidades”, página 78 do documento “Conta Reguladas – Norma complementar 9 – Capítulo II”, bem como as quantidades de produção previstas nos quadros “N9-01a e b-EDA (Balanço e.e.)” para os respectivos anos, confirmamos os valores apresentados, uma vez que não detectamos qualquer anomalia nos cálculos efectuados e apresentado à ERSE.

	2009	2010	2011
P (MWh)	9 612	15 560	15 361
CE (kg/kWh)	0,22	0,22	0,22
Fuel (kg)	2 115	3 423	3 379

5.4.3 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

5.4.3.1 CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE DESEMPENHO AMBIENTAL (PPDA)

O EDA estima atingir em 2008, de acordo com o quadro N9-15-DEERAA (DR) da Norma Complementar nº8, um valor de realização do PPDA, ao nível dos custos de exploração de 119 653 de euros.

Solicita-se a desagregação desse valor por nível de tensão e por naturezas de custos. Solicita-se também a indicação das verbas que a EDA estima atingir ao nível do investimento, em acções enquadradas no âmbito do PPDA, com a sua desagregação por nível de tensão.

RESPOSTA EDA

O valor de 119 653 euros é desagregado, equitativamente, pela Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão. O ficheiro enviado pela EDA em 13 de Junho de 2008, denominado

“Proveitos_Custos_Operacionais_EDA_2008_2009_2010_2011.xlsx”, menciona a repartição atrás referida. A natureza de custo está associada aos “Outros Trabalhos Especializados”. Quanto às verbas que a EDA estima atingir em 2008, ao nível do investimento em PPDA, através do mesmo ficheiro consta a estimativa de 120 000 euros na Baixa Tensão e 50 000 euros na Média Tensão, perfazendo um total de 170 000 euros.

5.4.4 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

5.4.4.1 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

No quadro N9-26-CEERAA (DR) da norma complementar nº 9 menciona-se em nota de rodapé que, ao nível dos FSE, está incluído “... em 2008, o Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo (PPEC), no montante de 309.276 Euros”.

Como o quadro N9-32-CEERAA (FSE) não faz qualquer referência ao valor mencionado, solicita-se a indicação dos valores referentes ao PPEC, por nível de tensão.

RESPOSTA EDA

Conforme se faz menção na nota ao quadro N9-26-CEERAA (DR), existe o valor de 309 276 euros afecto ao Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo (PPEC), ao nível dos FSE. Desta feita, ao contrário do verificado em 2007, o montante diz respeito à Baixa Tensão. Consequentemente, essa quantia também se encontra reflectida no quadro N9-32-CEERAA (FSE) ao nível da Baixa Tensão. Deverão, assim, ser apresentados nos seguintes moldes os quadros sobre os quais recaem as dúvidas colocadas à EDA:

Quadro N9-26 - CEERAA - Demonstração de resultados da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Ano em curso (t) 2008				Ano seguinte (t+1) 2009			
	AT	MT	BT	Total	AT	MT	BT	Total
Uso da Rede de Distribuição	0	339	4.795	5.134	0	268	4.285	4.553
Cilientes do SEPA	0	280	4.527	4.807	0	325	4.562	4.881
Cilientes do SENVA	0	0	0	0	0	0	0	0
Sobrecusto da actividade de DEE	0	59	268	326	0	-61	-277	-338
Ajustamento de t-3	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	0	0	0	0	0
Prestações de serviços	0	1	379	380	0	0	391	391
Variação da produção	0	0	0	0	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui encargos financeiros)	0	317	879	1.196	0	83	734	817
Proveitos suplementares	0	1	14	16	0	1	14	15
Subsídios à exploração	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	5	58	64	0	5	59	64
Proveitos e ganhos extraordinários	0	0	3	3	0	0	3	3
Total dos Proveitos	0	663	6.129	6.792	0	358	5.496	5.844
Custos de capital	0	116	464	580	0	120	515	635
Amortizações	0	116	464	580	0	120	515	635
Outros Custos do Exercício	0	599	6.975	7.574	0	373	6.719	7.092
Materiais Diversos	0	152	701	853	0	38	596	635
FSE *	0	232	3.089	3.321	0	141	2.891	3.032
Custos com Pessoal	0	198	3.144	3.343	0	178	3.197	3.375
Provisões	0	14	24	38	0	15	25	40
Outros Custos e Perdas Operacionais	0	1	7	7	0	0	1	1
Custos e Perdas Extraordinárias	0	1	10	11	0	1	10	10
Total dos Custos	0	715	7.439	8.154	0	493	7.234	7.727

* Inclui os custos de capital da Rede Tensão e Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo (PPEC), no montante de 600.070 Euros

Quadro N9-32 - CEERAA - Fornecimentos e serviços externos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Ano em curso 2008				Ano seguinte 2009			
	AT	MT	BT	Total	AT	MT	BT	Total
Conservação e reparação de imobilizado	0	2	36	38	0	1	22	23
Conservação de imobilizado técnico específico	0	0	1	1	0	0	0	0
Conservação de edifícios e instalações	0	1	9	10	0	0	6	6
Conservação de equipamento informático	0	0	10	10	0	0	1	1
Conservação diferida	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras conservações	0	1	16	17	0	1	15	16
Trabalhos especializados	0	37	1.001	1.038	0	64	1.000	1.065
Serviços de informática	0	24	747	771	0	53	757	810
Outros trabalhos especializados	0	13	254	267	0	11	244	254
Outros fornecimentos e serviços externos	0	36	1.977	2.013	0	34	1.812	1.847
Total	0	76	3.016	3.091	0	100	2.835	2.935

Nota: Não estão incluídos TPEs no valor de: 2008 = 229.945 Euros; 2009 = 97.002 Euros. Inclui, em 2008 e ao nível da Baixa Tensão, o Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo (PPEC), no montante de 309.276 Euros.

O ficheiro "Proveitos_Custos_Operacionais_EDA_2008_2009_2010_2011.xlsx", enviado pela EDA a 13 de Junho do corrente ano, faz menção à desagregação acima mencionada.

5.4.5 PEDIDO ADICIONAL

Solicitamos, com a maior brevidade possível, o envio da informação:

- *Rating* da dívida da EDA;

RESPOSTA EDA

Processo em fase final - prevê-se comunicação da Moody's durante a 1ª quinzena de Outubro

- Valores dos spreads dos últimos empréstimos contraídos pela EDA.

RESPOSTA EDA

A EDA respondeu à questão solicitada.

5.4.6 VALORES DOS CONTADORES

Valores dos contadores incluídos nos mapas de imobilizado da Norma complementar 9, para os anos 2009 a 2011, com informação detalhada de valores brutos de imobilizado, amortizações acumuladas, amortizações anuais do exercício e participações de terceiros;

RESPOSTA EDA

Os valores brutos de imobilizado, amortizações acumuladas e amortizações anuais do exercício, para os anos de 2009 a 2011, que constam nos mapas de imobilizado da Norma complementar 9, encontram-se descritos no Quadro 1, por NT e por ano. Não existem participações de terceiros ao nível dos contadores.

		2009	2010	2011
BT	Valor Aquisição	5.786.757	6.108.814	6.440.306
	Amortizações Acumuladas	3.453.877	3.697.129	3.951.018
	VLC	2.332.879	2.411.686	2.489.288
	Amortização Exercício	236.862	243.178	253.837
MT	Valor Aquisição	1.089.490	1.127.909	1.167.483
	Amortizações Acumuladas	309.420	376.016	444.517
	VLC	780.069	751.892	722.967
	Amortização Exercício	64.855	66.661	68.544
Total	Valor Aquisição	6.876.246	7.236.723	7.607.789
	Amortizações Acumuladas	3.763.298	4.073.145	4.395.534
	VLC	3.112.949	3.163.578	3.212.255
	Amortização Exercício	301.716	309.839	322.381

5.4.7 CUSTOS A TRANSFERIR DA ACTIVIDADE DE CEE PARA A ACTIVIDADE DE DEE

Custos a transferir da actividade de CEE para a actividade de DEE, resultantes das alterações introduzidas no Regulamento Tarifário, tendo por base a informação enviada pela EDA nas Normas complementares 9, para o período 2009-2011;

RESPOSTA EDA

No âmbito da revisão do Regulamento Tarifário, com a extinção da tarifa de Comercialização de Redes, identificamos por intermédio do processo de Unbundling Contabilístico, as seguintes actividades com os respectivos custos associados, por natureza, que passarão a ser recuperados através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição:

	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

Para melhor enquadramento quanto ao conteúdo das actividades referenciadas no quadro 2, apresentamos uma descrição sucinta das mesmas.

A - Efectuar intervenções/ instalação de sistemas de contagem e controlo de potência

Gerir os processos de OS's (Ordens de Serviço) e PFE's (BTN, BTE e MT), designadamente a instalação de sistemas de contagem e controlo de potência;

Controlar desvios de consumos e proceder de imediato a acções correctivas;

Realizar o Controlo Qualitativo dos prestadores de serviços;

Gerir o processo de reparação e abate de sistemas de contagem e controlo de potência;

Efectuar controlo metrológico de sistemas de contagem;

Verificar e parametrizar os sistemas de contagem.

B - Facturar serviços conexos

Efectuar facturação de serviços conexos (ramais, ligações à rede, alterações contratuais).

C - Gerir leituras

Optimizar os roteiros para as leituras (BTN, BTE, MT, IP);

Promover a realização das leituras, carregá-las no sistema e gerir o processo de anomalias.

D - Efectuar serviços especiais relacionados com as infra-estruturas

Gerir o processo relativo às intervenções diversas nas infra-estruturas a pedido dos clientes, designadamente:

Novos ramais;

Ampliações de rede;

Instalações de chegada;

Reposição do serviço de energia e potência;

Mudança do local do contador;

Análise da qualidade da medição;

Leituras extraordinárias;

Suspensão do serviço a pedido do cliente;

Outros serviços a pedido do cliente.

5.4.8 TAXA DE IRC

Taxa de IRC e derrama aplicadas actualmente pela EDA;

RESPOSTA EDA

De acordo com a legislação em vigor na RRA a taxa de IRC é reduzida em 30%, correspondendo a uma taxa efectiva de 17.5%.

Relativamente à Derrama a taxa média verificada em 2007 foi de 0.98% pelo facto de alguns Municípios não terem lançado o referido imposto, o que não significa que no futuro não o venham a aplicar.

5.4.9 CUSTOS DA DÍVIDA

Relativamente à informação enviada pela EDA em 22 de Setembro sobre os custos da dívida, requer-se que seja clarificado os valores dos bp. Por definição 1 bp=0,01%, logo os spreads da EDA têm sido inferiores a 0,1%. Esta é a interpretação correcta?

RESPOSTA EDA

A EDA respondeu à questão solicitada.

5.5 EEM

5.5.1 PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

1ª QUESTÃO

As acções realizadas no âmbito do PPDA, com excepção dos custos incorridos em formação, são acções de investimento que se encontram reflectidas na descrição enviada na Norma 16 (Quadros N16-01 e Quadro N16-14, respectivamente). Relativamente aos valores realizados pela EEM, solicita-se, para efeitos do cálculo do ajustamento de 2007, a identificação dos valores que foram transferidos para imobilizado em exploração, nesse ano, com a indicação do seu enquadramento ao nível dos quadros de investimento da Norma Complementar 11 e da Norma Complementar 12.

RESPOSTA EEM

Quadro N12-17a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA							
2008							
Nível de Tensão MT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ⁸ p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-						-
Outros	-	15.175		35.408			50.583
Total (1)	-	15.175	-	35.408	-	-	50.583
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-						-
Edifícios e Outras Construções	-						-
Equipamento Básico	138.497	4.703		80.760			223.960
Subestações	-						-
Linhas	138.497	4.703		80.760			223.960
Postos de Corte e Seccionamento	-						-
Centros de Controlo e Telemédia	-						-
Outros Equipamentos Básicos	-						-
Equipamento de Transporte	-						-
Ferramentas e Utensílios	-						-
Equipamento Administrativo	-						-
Diferenças Câmbio	-						-
Outro Imobilizado Corpóreo	-						-
Imobilizado em Curso	116.168			(116.168)			-
Distribuição em MT	80.760			(80.760)			-
Subestações	-						-
Linhas	80.760			(80.760)			-
Postos de Corte e Seccionamento	-						-
Centros de Controlo e Telemédia	-						-
Outros Equipamentos Básicos	-						-
Outros	35.408			(35.408)			-
Total (2)	254.665	4.703	-	(35.408)	-	-	223.960
TOTAL GERAL (1) + (2)	254.665	19.878	-	-	-	-	274.543

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimentos às empresas

Quadro N12-17b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA

2008

Unidade: euros

Nível de Tensão MT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Taxa de Amortização (%)
IMOBILIZADO INCORPÓREO						
Despesas de instalação	-	-			-	
Outros	-	16.861			16.861	
Total (1)	-	16.861	-	-	16.861	-
IMOBILIZADO CORPÓREO						
Terrenos e Recursos Naturais	-	-			-	
Edifícios e Outras Construções	-	-			-	
Equipamento Básico	5.540	8.958	-	-	14.498	
Subestações	-	-			-	
Linhas	5.540	8.958			14.498	
Postos de Corte e Seccionamento	-	-			-	
Centros de Controlo e Telemedida	-	-			-	
Outros Equipamentos Básicos	-	-			-	
Equipamento de Transporte	-	-			-	
Ferramentas e Utensílios	-	-			-	
Equipamento Administrativo	-	-			-	
Diferenças Câmbio	-	-			-	
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-			-	
Total (2)	5.540	8.958	-	-	14.498	-
TOTAL GERAL (1) + (2)	5.540	25.819	-	-	31.359	-

Quadro N12-17a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA

2009

Unidade: euros

Nível de Tensão MT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ^o p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-						-
Outros	50.583						50.583
Total (1)	50.583	-	-	-	-	-	50.583
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-						-
Edifícios e Outras Construções	-						-
Equipamento Básico	223.960	50.000	-	-	-	-	273.960
Subestações	-	-					-
Linhas	223.960	50.000					273.960
Postos de Corte e Seccionamento	-	-					-
Centros de Controlo e Telemedida	-	-					-
Outros Equipamentos Básicos	-	-					-
Equipamento de Transporte	-	-					-
Ferramentas e Utensílios	-	-					-
Equipamento Administrativo	-	-					-
Diferenças Câmbio	-	-					-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-					-
Imobilizado em Curso	-	-					-
Distribuição em MT	-	-					-
Subestações	-	-					-
Linhas	-	-					-
Postos de Corte e Seccionamento	-	-					-
Centros de Controlo e Telemedida	-	-					-
Outros Equipamentos Básicos	-	-					-
Outros	-	-					-
Total (2)	223.960	50.000	-	-	-	-	273.960
TOTAL GERAL (1) + (2)	274.543	50.000	-	-	-	-	324.543

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimentos às empresas

Quadro N12-17b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA							
2009							
Unidade: euros							
Nível de Tensão MT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Taxa de Amortização (%)	
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-			-		
Outros	16.861	16.861			33.722		
Total (1)	16.861	16.861	-	-	33.722	-	
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-			-		
Edifícios e Outras Construções	-	-			-		
Equipamento Básico	14.498	10.958			25.457		
Subestações	-	-			-		
Linhas	14.498	10.958			25.457		
Postos de Corte e Seccionamento	-	-			-		
Centros de Controlo e Telemedida	-	-			-		
Outros Equipamentos Básicos	-	-			-		
Equipamento de Transporte	-	-			-		
Ferramentas e Utensílios	-	-			-		
Equipamento Administrativo	-	-			-		
Diferenças Câmbio	-	-			-		
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-			-		
Total (2)	14.498	10.958	-	-	25.457	-	
TOTAL GERAL (1) + (2)	31.359	27.819	-	-	59.179	-	
Quadro N12-17a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA							
2010							
Unidade: euros							
Nível de Tensão MT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ^o p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-						-
Outros	50.583						50.583
Total (1)	50.583	-	-	-	-	-	50.583
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-						-
Edifícios e Outras Construções	-						-
Equipamento Básico	273.960	50.000					323.960
Subestações	-	-					-
Linhas	273.960	50.000					323.960
Postos de Corte e Seccionamento	-	-					-
Centros de Controlo e Telemedida	-	-					-
Outros Equipamentos Básicos	-	-					-
Equipamento de Transporte	-	-					-
Ferramentas e Utensílios	-	-					-
Equipamento Administrativo	-	-					-
Diferenças Câmbio	-	-					-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-					-
Imobilizado em Curso	-	-					-
Distribuição em MT	-	-					-
Subestações	-	-					-
Linhas	-	-					-
Postos de Corte e Seccionamento	-	-					-
Centros de Controlo e Telemedida	-	-					-
Outros Equipamentos Básicos	-	-					-
Outros	-	-					-
Total (2)	273.960	50.000	-	-	-	-	323.960
TOTAL GERAL (1) + (2)	324.543	50.000	-	-	-	-	374.543

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimentos às empresas

Quadro N12-17b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA							
2010							
Unidade: euros							
Nível de Tensão MT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Taxa de Amortização (%)	
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	
Outros	33.722	16.861	-	-	50.583	-	
Total (1)	33.722	16.861	-	-	50.583	-	
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	
Equipamento Básico	25.457	12.958	-	-	38.415	-	
Subestações	-	-	-	-	-	-	
Linhas	25.457	12.958	-	-	38.415	-	
Postos de Corte e Seccionamento	-	-	-	-	-	-	
Centros de Controlo e Telemédia	-	-	-	-	-	-	
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	
Total (2)	25.457	12.958	-	-	38.415	-	
TOTAL GERAL (1) + (2)	59.179	29.819	-	-	88.998	-	
Quadro N12-17a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA							
2011							
Unidade: euros							
Nível de Tensão MT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ^o p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	-
Outros	50.583	-	-	-	-	-	50.583
Total (1)	50.583	-	-	-	-	-	50.583
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	-
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Básico	323.960	50.000	-	-	-	-	373.960
Subestações	-	-	-	-	-	-	-
Linhas	323.960	50.000	-	-	-	-	373.960
Postos de Corte e Seccionamento	-	-	-	-	-	-	-
Centros de Controlo e Telemédia	-	-	-	-	-	-	-
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	-
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	-
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado em Curso	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição em MT	-	-	-	-	-	-	-
Subestações	-	-	-	-	-	-	-
Linhas	-	-	-	-	-	-	-
Postos de Corte e Seccionamento	-	-	-	-	-	-	-
Centros de Controlo e Telemédia	-	-	-	-	-	-	-
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (2)	323.960	50.000	-	-	-	-	373.960
TOTAL GERAL (1) + (2)	374.543	50.000	-	-	-	-	424.543

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimentos às empresas

Quadro N12-17b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA							
2011							
Unidade: euros							
Nível de Tensão MT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Taxa de Amortização (%)	
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	
Outros	50.583	-	-	-	50.583	-	
Total (1)	50.583	-	-	-	50.583	-	
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	
Equipamento Básico	38.415	14.958	-	-	53.374	-	
Subestações	-	-	-	-	-	-	
Linhas	38.415	14.958	-	-	53.374	-	
Postos de Corte e Seccionamento	-	-	-	-	-	-	
Centros de Controlo e Telemedida	-	-	-	-	-	-	
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	
Total (2)	38.415	14.958	-	-	53.374	-	
TOTAL GERAL (1) + (2)	88.998	14.958	-	-	103.957	-	
Quadro N12-18a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA							
2008							
Unidade: euros							
Nível de Tensão BT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ⁸ p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (1)	-	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	-
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Básico	132.166	217.391	-	1.702	-	-	351.260
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	121.459	217.391	-	1.702	-	-	340.553
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	10.707	-	-	-	-	-	10.707
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	-
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	-
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado em Curso	1.702	-	-	(1.702)	-	-	-
Distribuição em BT	1.702	-	-	(1.702)	-	-	-
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	1.702	-	-	(1.702)	-	-	-
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	-
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (2)	133.869	217.391	-	-	-	-	351.260
TOTAL GERAL (1) + (2)	133.869	217.391	-	-	-	-	351.260

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimentos às empresas

Quadro N12-18b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA

2008

Unidade: euros

Nível de Tensão BT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Taxa de Amortização (%)
IMOBILIZADO INCORPÓREO						
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-
Total (1)	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO						
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-
Equipamento Básico	5.840	16.795	-	-	22.635	-
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	5.305	16.259	-	-	21.564	-
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	535	535	-	-	1.071	-
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-
Total (2)	5.840	16.795	-	-	22.635	-
TOTAL GERAL (1) + (2)	5.840	16.795	-	-	22.635	-

Quadro N12-18a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA

2009

Unidade: euros

Nível de Tensão BT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf* p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (1)	-	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	-
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Básico	351.260	50.000	-	-	-	-	401.260
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	340.553	50.000	-	-	-	-	390.553
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	10.707	-	-	-	-	-	10.707
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	-
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	-
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado em Curso	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição em BT	-	-	-	-	-	-	-
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	-
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (2)	351.260	50.000	-	-	-	-	401.260
TOTAL GERAL (1) + (2)	351.260	50.000	-	-	-	-	401.260

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimentos às empresas

Quadro N12-18b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA							
2009							
Unidade: euros							
Nível de Tensão BT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Taxa de Amortização (%)	
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	
Outros	-	-	-	-	-	-	
Total (1)	-	-	-	-	-	-	
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	
Equipamento Básico	22.635	19.295	-	-	41.929	-	
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	
Redes Rurais	21.564	18.759	-	-	40.323	-	
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	
Iluminação Pública	1.071	535	-	-	1.606	-	
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	
Total (2)	22.635	19.295	-	-	41.929	-	
TOTAL GERAL (1) + (2)	22.635	19.295	-	-	41.929	-	
Quadro N12-18a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA							
2010							
Unidade: euros							
Nível de Tensão BT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ⁸ p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (1)	-	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	-
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Básico	401.260	50.000	-	-	-	-	451.260
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	390.553	50.000	-	-	-	-	440.553
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	10.707	-	-	-	-	-	10.707
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	-
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	-
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado em Curso	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição em BT	-	-	-	-	-	-	-
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	-
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (2)	401.260	50.000	-	-	-	-	451.260
TOTAL GERAL (1) + (2)	401.260	50.000	-	-	-	-	451.260

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimentos às empresas

Quadro N12-18b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA							
2010							
Unidade: euros							
Nível de Tensão BT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Taxa de Amortização (%)	
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	
Outros	-	-	-	-	-	-	
Total (1)	-	-	-	-	-	-	
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	
Equipamento Básico	41.929	21.795	-	-	63.724	-	
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	
Redes Rurais	40.323	21.259	-	-	61.582	-	
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	
Iluminação Pública	1.606	535	-	-	2.141	-	
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	
Total (2)	41.929	21.795	-	-	63.724	-	
TOTAL GERAL (1) + (2)	41.929	21.795	-	-	63.724	-	
Quadro N12-18a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA							
2011							
Unidade: euros							
Nível de Tensão BT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ⁸ p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (1)	-	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-	-
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Básico	451.260	50.000	-	-	-	-	501.260
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	440.553	50.000	-	-	-	-	490.553
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	10.707	-	-	-	-	-	10.707
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-	-
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-	-
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-	-
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-	-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado em Curso	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição em BT	-	-	-	-	-	-	-
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	-
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-
Total (2)	451.260	50.000	-	-	-	-	501.260
TOTAL GERAL (1) + (2)	451.260	50.000	-	-	-	-	501.260

Quadro N12-18b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA						
2011						
Unidade: euros						
Nível de Tensão BT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Taxa de Amortização (%)
IMOBILIZADO INCORPÓREO						
Despesas de instalação	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-
Total (1)	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO						
Terrenos e Recursos Naturais	-	-	-	-	-	-
Edifícios e Outras Construções	-	-	-	-	-	-
Equipamento Básico	63.724	24.295	-	-	88.018	-
Postos de Transformação	-	-	-	-	-	-
Redes Urbanas	-	-	-	-	-	-
Redes Rurais	61.582	23.759	-	-	85.342	-
Chegadas Aéreas	-	-	-	-	-	-
Chegadas Subterrâneas	-	-	-	-	-	-
Iluminação Pública	2.141	535	-	-	2.677	-
Outros Equipamentos Básicos	-	-	-	-	-	-
Equipamento de Transporte	-	-	-	-	-	-
Ferramentas e Utensílios	-	-	-	-	-	-
Equipamento Administrativo	-	-	-	-	-	-
Diferenças Câmbio	-	-	-	-	-	-
Outro Imobilizado Corpóreo	-	-	-	-	-	-
Total (2)	63.724	24.295	-	-	88.018	-
TOTAL GERAL (1) + (2)	63.724	24.295	-	-	88.018	-

2ª QUESTÃO

À semelhança do pedido efectuado para o ano real de 2007, solicita-se a identificação dos valores que foram transferidos para imobilizado em exploração com a indicação do seu enquadramento ao nível dos quadros de investimento da Norma Complementar 12, para os anos compreendidos entre 2008 e 2011.

No caso do valor se encontrar registado no Quadro N12-20, solicita-se o envio do mesmo preenchido com os movimentos relativos a esta situação.

RESPOSTA EEM

Quadro N12-20a- DEERAM - Subsídios ao investimento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica - PPDA							
2008							
Unidade: Euros							
Rubricas	Valor Bruto Saldo Inicial (1)	Comparticipações do ano			Amortização Acumulada Saldo Inicial (5)	Amortização do Exercício (6)	Valor Líquido Saldo Final (7) = 1+2+3+4-5-6
		Em Espécie (2)	Financeiras				
			Fundos Comunitários (3)	Clientes (4)			
Distribuição em AT	0	0	0	0	0	0	
Subestações	0	0	0	0	0	0	
Linhas de Transporte	0	0	0	0	0	0	
Linhas de Distribuição	0	0	0	0	0	0	
Postos de Corte e Seccionamento	0	0	0	0	0	0	
Centros de Controlo e Telemedida	0	0	0	0	0	0	
Outros Equipamentos Básicos	0	0	0	0	0	0	
Distribuição em MT	254.665	0	0	19.878	5.540	243.184	
Subestações	0	0	0	0	0	0	
Linhas	0	0	0	0	0	0	
Postos de Corte e Seccionamento	0	0	0	0	0	0	
Centros de Controlo e Telemedida	0	0	0	0	0	0	
Outros Equipamentos Básicos	0	0	0	0	0	0	
Distribuição em BT	133.869	0	0	217.391	5.840	328.625	
Postos de Transformação	0	0	0	0	0	0	
Redes Urbanas	0	0	0	0	0	0	
Redes Rurais	0	0	0	0	0	0	
Chegadas Aéreas	0	0	0	0	0	0	
Chegadas Subterrâneas	0	0	0	0	0	0	
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0	
Outros Equipamentos Básicos	0	0	0	0	0	0	
Total	388.534	0	0	237.269	11.380	42.614	

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimentos às empresas

Quadro N12-20b- DEERAM - Subsídios ao investimento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica - PPDA

2009

Unidade: Euros

Rubricas	Valor Bruto Saldo Inicial (1)	Comparticipações do ano			Amortização Acumulada Saldo Inicial (5)	Amortização do Exercício (6)	Valor Líquido Saldo Final (7) = 1+2+3+4-5-6
		Em Espécie (2)	Financeiras				
			Fundos Comunitários (3)	Clientes (4)			
Distribuição em AT	0	0	0	0	0	0	
Subestações						0	
Linhas de Transporte						0	
Linhas de Distribuição						0	
Postos de Corte e Seccionamento						0	
Centros de Controlo e Telemedida						0	
Outros Equipamentos Básicos						0	
Distribuição em MT	274.543	0	0	50.000	31.359	265.365	
Subestações						0	
Linhas						0	
Postos de Corte e Seccionamento						0	
Centros de Controlo e Telemedida						0	
Outros Equipamentos Básicos						0	
Distribuição em BT	351.260	0	0	50.000	22.635	359.331	
Postos de Transformação						0	
Redes Urbanas						0	
Redes Rurais						0	
Chegadas Aéreas						0	
Chegadas Subterrâneas						0	
Iluminação Pública						0	
Outros Equipamentos Básicos						0	
Total	625.803	0	0	100.000	53.994	624.695	

Quadro N12-20a- DEERAM - Subsídios ao investimento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica - PPDA

2010

Unidade: Euros

Rubricas	Valor Bruto Saldo Inicial (1)	Comparticipações do ano			Amortização Acumulada Saldo Inicial (5)	Amortização do Exercício (6)	Valor Líquido Saldo Final (7) = 1+2+3+4-5-6
		Em Espécie (2)	Financeiras				
			Fundos Comunitários (3)	Clientes (4)			
Distribuição em AT	0	0	0	0	0	0	
Subestações						0	
Linhas de Transporte						0	
Linhas de Distribuição						0	
Postos de Corte e Seccionamento						0	
Centros de Controlo e Telemedida						0	
Outros Equipamentos Básicos						0	
Distribuição em MT	324.543	0	0	50.000	59.179	285.545	
Subestações						0	
Linhas						0	
Postos de Corte e Seccionamento						0	
Centros de Controlo e Telemedida						0	
Outros Equipamentos Básicos						0	
Distribuição em BT	401.260	0	0	50.000	41.929	387.536	
Postos de Transformação						0	
Redes Urbanas						0	
Redes Rurais						0	
Chegadas Aéreas						0	
Chegadas Subterrâneas						0	
Iluminação Pública						0	
Outros Equipamentos Básicos						0	
Total	725.803	0	0	100.000	101.108	673.081	

Quadro N12-20b- DEERAM - Subsídios ao investimento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica - PPDA							
2011							Unidade: Euros
Rubricas	Valor Bruto Saldo Inicial (1)	Comparticipações do ano			Amortização Acumulada Saldo Inicial (5)	Amortização do Exercício (6)	Valor Líquido Saldo Final (7) = 1+2+3+4-5-6
		Em Espécie (2)	Financeiras				
			Fundos Comunitários (3)	Clientes (4)			
Distribuição em AT	0	0	0	0	0	0	0
Subestações							0
Linhas de Transporte							0
Linhas de Distribuição							0
Postos de Corte e Seccionamento							0
Centros de Controlo e Telemedida							0
Outros Equipamentos Básicos							0
Distribuição em MT	374.543	0	0	50.000	88.998	14.958	320.587
Subestações							0
Linhas							0
Postos de Corte e Seccionamento							0
Centros de Controlo e Telemedida							0
Outros Equipamentos Básicos							0
Distribuição em BT	451.260	0	0	50.000	63.724	24.295	413.241
Postos de Transformação							0
Redes Urbanas							0
Redes Rurais							0
Chegadas Aéreas							0
Chegadas Subterrâneas							0
Iluminação Pública							0
Outros Equipamentos Básicos							0
Total	825.803	0	0	100.000	152.722	39.253	733.828

5.5.2 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS – FROTA AUTOMÓVEL

Qual o montante registado na rubrica de Fornecimentos e serviços externos relativos à frota automóvel, repartidos por actividade e nível de tensão para os anos 2008-2011?

RESPOSTA EEM

O montante registado nesta rubrica relativo à frota automóvel da EEM para os anos 2008-2011, foi o montante real verificado em 2007 (700.176 euros), sendo repartido por actividade e nível de tensão, de acordo com a alocação das despesas com viaturas registadas no exercício de 2007.

5.5.3 OUTROS CUSTOS OPERACIONAIS - DESAGREGAÇÃO

No processo de fixação de tarifas para 2008, a EEM referia que a rubrica de outros custos operacionais apresentava os montantes de 206 milhares (ano 2007) de euros e 326 milhares de euros (ano 2008) referentes ao PPEC.

Solicita-se o esclarecimento de se esta contabilização se mantém para o ano de 2008. Em caso afirmativo, qual o custo contabilizado na CEE por nível de tensão? A EEM considerou algum valor para os anos seguintes?

RESPOSTA EEM

No processo de fixação de tarifas para 2009, a EEM optou por não projectar qualquer custo relativamente ao PPEC para o período compreendido entre 2008-2011, uma vez que este é tratado de forma autónoma no Regulamento Tarifário, ou seja, não tem uma influência directa nos proveitos

permitidos da Empresa. A EEM reconhece que este, talvez não tenha sido o melhor procedimento. Assim, de acordo com as mais actualizadas estimativas estão programados os seguintes incentivos no âmbito do PPEC no período 2008 a 2011:

<i>Euros</i>	
Incentivo total no âmbito do PPEC 2007/2008	2008
Segmento de Comércio e Serviços	255.835
Segmento Residencial	255.835
Incentivo total	511.670

<i>Euros</i>			
Incentivo total no âmbito do PPEC 2009-2011 (Candidatura EEM)	2009	2010	Total
Segmento de Comércio e Serviços	332.700	74.005	406.705
Segmento Residencial	263.685	-	263.685
Incentivo total no âmbito do PPEC	596.385	74.005	670.390

5.5.4 DIREITOS DE PASSAGEM

Qual o critério de imputação do montante relativo a direitos de passagem por nível de tensão, na actividade de DEE?

RESPOSTA EEM

O critério adoptado pela EEM na repartição dos custos, pelos níveis de Média e Baixa Tensão, mantém-se inalterados desde o momento em que Empresa iniciou o reporte de informação à Entidade Reguladora. Ou seja, nos casos em que é possível identificar claramente os custos que pertencem à área do Transporte ou Distribuição, os mesmos são repartidos da seguinte forma: custo alocado à área do Transporte é 100% afecto ao nível de Média Tensão, custo respeitante à área da Distribuição: 90% do valor total é alocado ao nível de Baixa Tensão e 10% à Média Tensão. Para os restantes casos em que tal identificação não é possível de realizar, respeita-se a proporção de 90% para o nível de Baixa Tensão e 10% para a Média Tensão.

Assim, o critério adoptado pela EEM para a repartição por nível de Tensão do valor dos Direitos de Passagem, respeitou os princípios anteriormente enunciados, alocando 90% desse montante à Baixa Tensão e 10% à Média Tensão.

5.5.5 CONTADORES

Em reunião havida em 08.05.05 na ERSE, de forma a ser implementada a Lei n.º12/2008, de 26 de Fevereiro, foi solicitado à EEM a realização de um estudo de avaliação dos contadores à semelhança do efectuado pela EDP Distribuição com recurso a um consultor externo.

Solicita-se esclarecimento relativamente a este assunto.

RESPOSTA EEM

A EEM já realizou o levantamento exaustivo de todo o imobilizado relativo aos equipamentos de controlo e medida desde o ano de 2001 até o ano de 2007. Contudo ainda aguardamos a conclusão do estudo de avaliação dos contadores elaborado pelo nosso consultor externo. Contamos com a sua conclusão até o final de Setembro do ano em curso.

5.5.6 IMOBILIZADO CORPÓREO

O Quadro N12-07a (imobilizado em AGS) apresenta uma regularização de - 520 mil euros em imobilizado em curso.

Uma vez que esta situação não se compensa entre actividades, qual a justificação para este procedimento contabilístico?

RESPOSTA EEM

No sentido de viabilizar, económica e financeiramente, o plano estratégico de desenvolvimento do sector energético na RAM foi decidido, que a construção da nova Central Térmica da Madeira, designada por CTV III, seria executada através de uma empresa associada ao grupo EEM. Esta nova central irá, à semelhança do que acontece com o outro produtor privado na Ilha da Madeira (AIE), ter um contrato de fornecimento de energia eléctrica que, para efeitos de projecções para o período 2009-2011, se considerou idêntico ao que actualmente vigora para a AIE. Neste enquadramento procedeu-se à regularização, nas contas previsionais reportadas à ERSE, de 520 mil euros de despesas incorridas pela EEM com a preparação deste investimento.

5.5.7 NÚMERO DE CLIENTES

Solicitamos a vossa colaboração no sentido de nos completarem o ficheiro anexo, relativo ao número de clientes por nível de tensão, com os dados referentes a 2007.

RESPOSTA EEM**Consumidores de energia eléctrica na Madeira***Electricity customers in Madeira*

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
AT											
MT	155	167	172	175	171	172	167	205	207	207	213
BT	97.560	100.715	104.104	108.819	111.671	116.378	118.126	121.361	124.765	128.294	131.413
Total	97.715	100.882	104.276	108.994	111.842	116.550	118.293	121.566	124.972	128.501	131.626

Fonte - Source: EEM

5.5.8 PEDIDO ADICIONAL

Solicitamos, com a maior brevidade possível, o envio da seguinte informação:

5.5.8.1 RATING DA DÍVIDA DA EEM**RESPOSTA EEM**

A EEM respondeu às questões solicitadas.

5.5.9 TAXA DE IRC

A taxa de IRC de 22,5% na RAM inclui a derrama? Qual a taxa que se aplica à EEM?

RESPOSTA EEM

Na Madeira não há derrama. Em 2007 a taxa de IRC era 22,5%. Para 2008 a Taxa de IRC é de 20%.

5.5.10 FACTURAÇÃO MENSAL (LEI N.º 12/2008)

Gostaríamos de confirmar o facto da EEM proceder à facturação mensal, mesmo antes da entrada em vigor da Lei n.º 12/2008

RESPOSTA EEM

A EEM confirma que manteve inalterado o procedimento de facturação e distribuição postal das facturas com carácter mensal, mesmo antes da entrada em vigor da Lei n.º 12/2008. Ainda nesta matéria, e na

sequência da reunião ocorrida nas instalações da ERSE sobre o tema “contadores e impacto da nova legislação Lei nº 12/2008” os membros da EEM confirmaram junto dos responsáveis da Entidade Reguladora, que a EEM já cumpria com o disposto na nova Lei, nomeadamente no que se refere à periodicidade da facturação e distribuição postal e da realização de leituras trimestrais. Assim, a EEM confirma, não só que procede à facturação mensal dos seus clientes, bem como igualmente procede à sua distribuição postal na mesma periodicidade, sendo que este último custo não tem sido aceite pela ERSE, apesar da EEM ter solicitado o seu reconhecimento nas tarifas. Ainda neste particular, a EEM tinha em curso alguns projectos na área de facturação nomeadamente a “implementação da conta certa” que em virtude da publicação da nova legislação estão a ser devidamente reequacionados.

5.5.11 TELECONTAGEM EM BT

Gostaríamos de confirmar se o ano de implementação do sistema de telecontagem em BT ocorreu em 2007 e se este sistema é implementado para proceder à leitura da iluminação pública e/ou outro segmento como, por exemplo, domésticos e industriais.

RESPOSTA EEM

O sistema de telecontagem destina-se a instalações de clientes no nível de média tensão, no entanto por lapso foi apresentado no plano de investimento em baixa tensão.

O valor de investimento previsto para o ano de 2008, relativo a este sistema está alocado à actividade de BT ascendendo a 325 mil euros (quando na realidade é MT) e consiste numa plataforma de software e hardware (servidores e modems de comunicação exclusivamente associados a esta tecnologia), que visa dotar a EEM de uma ferramenta que permita ir de encontro ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais conforme estipulado pela Entidade Reguladora. Assim, será assim possível à EEM recolher e tratar informação de clientes de AT/MT, objectivo da implementação deste projecto. Simultaneamente, o sistema de telecontagem permite também à EEM estar dotada de meios tecnológicos adequados para suprir necessidades futuras, como por exemplo: a microgeração de energia, permitindo ainda o controlo e monitorização de consumos de energia ao nível dos PT's, e simultaneamente permitirá a leitura de contadores de muito difícil acesso (como sejam pontos de captação de água em locais remotos e túneis das principais vias rápidas da Madeira). No documento “Análise de investimentos EEM 2007” página 16, a EEM faz referência que ocorreu um atraso na implementação do sistema de telecontagem decorrente da contestação de um dos concorrentes no processo de concurso realizado para o efeito. Esta situação originou a instauração de uma providência cautelar em Julho de 2007, a qual, após ter sido analisada pelos tribunais competentes em Abril de 2008, foi indeferida, tendo o processo transitado em Junho de 2008. Desta forma apenas foi possível à EEM finalmente iniciar o processo de implementação, no 2º semestre de 2008.

5.5.12 PRÉMIOS DE DESEMPENHO

Como têm sido contabilizados na EEM os prémios de desempenho anuais: através de resultados ou em custos com o pessoal.

Solicito ainda informação sobre se está prevista alteração de metodologia para os próximos anos.

Caso a metodologia seja considerar como custo com pessoal, qual o valor considerado em 2007, bem como o valor previsto nas previsões enviadas à ERSE para o período 2008-2011.

RESPOSTA EEM

A EEM não tem nem prevê ter a médio prazo qualquer espécie de prémios de desempenho.

ANEXOS

I. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA REN

A REN enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas de 2009 e para a análise de desempenho para o período 2008-2011, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica;
- Demonstrações de Resultados por actividade;
- Imobilizado a remunerar;
- Investimentos por actividade.

Quadro I - 1 - Balanço de energia eléctrica 2008 a 2011

Rubrica	Composição	2008	2009	2010	2011
ENERGIA ENTRADA NA REN					
Produtores Regime Ordinário (lig. RNT)	3+4+5	32 040	35 235	35 091	35 983
EDP		22 191	25 396	25 358	21 845
REN Trading		9 849	9 839	9 612	9 249
Outros		0	0	122	4 890
Produtores Regime Ordinário (lig. EDIS)		933	1 323	1 314	1 303
Produtores em Regime Especial (lig. RNT)		1 892	2 173	2 547	2 833
Importação (RNT)	9+10	8 671	6 929	6 620	6 930
Programada		7 802	6 029	5 720	6 030
Circulação e trocas físicas		869	900	900	900
Ligações Transfronteiriças (lig. EDIS)		58	0	0	0
Produtores em Regime Especial (lig. EDIS)		9 837	11 407	13 373	14 871
Total Energia Entrada	2+6+7+8+11+12	53 431	57 067	58 945	61 921
ENERGIA SAÍDA DA REN					
EDP Distribuição (Subestação+Pontos virtuais)	16+17	50 582	51 801	53 378	54 892
MAT (pontos virtuais clientes)		1 730	1 730	1 750	1 750
AT (subestações+pontos virtuais centrais PRO+PRE+lig transf)		48 852	50 071	51 628	53 142
Exportação	19+20	1 644	3 744	4 431	5 787
Programada		718	2 844	3 531	4 887
Circulação e trocas físicas		926	900	900	900
Bombagem hidroeléctrica PRO		672	723	315	335
Consumos próprios da REN		11	11	12	12
Total Energia Saída	15+18+21+22	52 731	56 269	58 149	61 097
Perdas na RNT	13-23	700	798	797	823
Perdas na RNT (% da energia total entrada s/entradas ligadas à EDIS)	24/(13-6-11-12)	1,64%	1,80%	1,80%	1,80%
OUTROS MOVIMENTOS NO SEN					
Recepção de PRO provenientes da EDIS e linhas EDP		4			
Consumos PRO não afectos à produção		1			
Estimativa de PRE não incluída nas tarifas mas incluída no Consumo		26			
Ligações Transfronteiriças (Diferença entre valor comercial e físico)		3			
Recepção de PRO (lig. RNT)		36			
CONSUMO SEN REFERIDO À EMISSÃO	13-18-21-27+28+29-30-31	51 099	52 600	54 199	55 799
AFECTAÇÃO A TARIFAS REN					
Energia afecta à TUGS e TURT	15	50 582	51 801	53 378	54 892

Fonte: REN

Quadro I - 2 - Demonstração de resultados regulados previsionais 2008 a 2011 da actividade de aquisição de energia eléctrica (AEE)

Unidade: Milhares de Euros

	2008	2009	2010	2011
(A) PROVEITOS E GANHOS REGULADOS	6 099	3 412	0	0
Vendas de electricidade à distribuição	32 678	65 917	0	0
Plano de Eficiência no Consumo	0	0	0	0
Vendas a centrais electroprodutoras	2	0	0	0
Desvios recuperados	-26 581	-62 506	0	0
Facturação Acerto de Contas - Serviços de sistema				
<i>Desvios por défice de energia na rede</i>	0	0	0	0
<i>Regulação a baixar</i>	0	0	0	0
<i>Banda de regulação-Consumo</i>	0	0	0	0
Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de Serviços				
<i>Serviços de telecomunicações de segurança</i>	0	0	0	0
<i>Serviços de electricidade - desvios de linhas</i>	0	0	0	0
<i>Outras prestações de Serviços</i>	0	0	0	0
Trabalhos própria empresa (sem encargos financeiros)	0	0	0	0
Amortização de proveitos diferidos - subsídios investimento	0	0	0	0
Proveitos Suplementares				
<i>Aluguer de Equipamento</i>	0	0	0	0
<i>Aluguer de cabos de fibra óptica</i>	0	0	0	0
<i>Direitos de superfície</i>	0	0	0	0
<i>Outros proveitos suplementares</i>	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	0	0	0
Rendas de terrenos e prédios urbanos	0	0	0	0
Proveitos extraordinários				
<i>Ganhos em imobilizações</i>	0	0	0	0
<i>Utilização de provisões</i>	0	0	0	0
<i>Ganhos em existências</i>	0	0	0	0
Correcções a exercícios anteriores				
<i>Fornecimentos e serviços externos</i>	0	0	0	0
<i>Custos com pessoal</i>	0	0	0	0
<i>Outras correcções a exercícios anteriores</i>	0	0	0	0
<i>Outros proveitos extraordinários</i>	0	0	0	0
(B) CUSTOS E PERDAS REGULADOS	5 054	0	0	0
Custos aquisição energia - Fixos ^{NOTA 2}	1 723	0	0	0
Custos aquisição energia - Variáveis ^{NOTA 2}	3 329	0	0	0
Custos aquisição energia - Outros	0	0	0	0
Trading - Sobrecusto CAE não Cessados	0	0	0	0
Trading - Func. CVEEAC	0	0	0	0
Custos de interrupibilidade	0	0	0	0
Comércio transfronteiriço (ITC)	0	0	0	0
Facturação Acerto de Contas - Serviços de sistema				
<i>Desvios por excesso de energia na rede</i>	0	0	0	0
<i>Regulação a subir</i>	0	0	0	0
<i>Banda de regulação-Produção</i>	0	0	0	0
Serviços de Sistema (Tunes)				
Transferência para as regiões autónomas	0	0	0	0
Consumo de mat. div., merc., outros	0	0	0	0
Fornecimentos e serviços externos	0	0	0	0
Custos com pessoal	2	0	0	0
Amortizações do exercício	0	0	0	0
Provisões do exercício	0	0	0	0
Impostos	0	0	0	0
Outros custos e perdas operacionais				
<i>Pagamentos à ERSE</i>	0	0	0	0
<i>Pagamentos ao OMIP</i>	0	0	0	0
<i>Outros custos operacionais</i>	0	0	0	0
Custos e perdas extraordinários				
<i>Desmontagem de linhas</i>	0	0	0	0
<i>Descomissionamento de centros electroprodutores</i>	0	0	0	0
<i>Perdas em imobilizações</i>	0	0	0	0
<i>Perdas em existências</i>	0	0	0	0
Correcções a exercícios anteriores				
<i>Fornecimentos e serviços externos</i>	0	0	0	0
<i>Custos com pessoal</i>	0	0	0	0
<i>Outras correcções a exercícios anteriores</i>	0	0	0	0
<i>Outros custos extraordinários</i>	0	0	0	0
(C) RESULTADOS REGULADOS OCORRIDOS	= (A) - (B)	1 045	3 412	0
(D) RESULTADOS REGULADOS PERMITIDOS	6 097	3 412	0	0
Remuneração do imobilizado	0	0	0	0
Juros dos desvios	6 097	3 412	0	0
Juros do défice tarifário	0	0	0	0
(E) EXCESSO (INSUFICIÊNCIA) DE PROVEITOS	= (C) - (D)	-5 052	0	0

Nota 1 - Valores reais até Abril de 2008.

Nota 2 - Correspondem a facturações atrasadas, relativas ao 1º semestre de 2007.

Fonte: REN

Quadro I - 3 - Demonstração de resultados regulados previsionais 2008 a 2011 da actividade de gestão global do sistema (GGS)

Unidade: Milhares de Euros

	2008	2009	2010	2011
(A) PROVEITOS E GANHOS REGULADOS	329 978	344 572	347 813	340 786
Vendas de electricidade à distribuição	273 069	339 910	432 688	347 553
Plano de Eficiência no Consumo	-10 000	-10 000	-10 000	-10 000
Vendas a centrais electroprodutoras	0	0	0	0
Desvios recuperados	-24 032	11 545	-78 052	0
Facturação Acerto de Contas - Serviços de sistema				
<i>Desvios por défice de energia na rede</i>	19 039	0	0	0
<i>Regulação a baixar</i>	57 174	0	0	0
<i>Banda de regulação-Consumo</i>	11 545	0	0	0
Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de Serviços				
<i>Serviços de telecomunicações de segurança</i>	1 779	1 821	1 863	1 906
<i>Serviços de electricidade - desvios de linhas</i>	0	0	0	0
<i>Outras prestações de Serviços</i>	0	0	0	0
Trabalhos própria empresa (sem encargos financeiros)	484	607	616	631
Amortização de proveitos diferidos - subsídios investimento	22	22	22	10
Proveitos Suplementares				
<i>Aluguer de Equipamento</i>	12	13	13	13
<i>Aluguer de cabos de fibra óptica</i>	0	0	0	0
<i>Direitos de superfície</i>	96	96	96	96
<i>Outros proveitos suplementares</i>	45	43	44	45
Outros proveitos e ganhos operacionais ^{NOTA 1}	560	368	377	385
Rendas de terrenos e prédios urbanos	186	146	146	146
Proveitos extraordinários				
<i>Ganhos em imobilizações</i>	0	0	0	0
<i>Utilização de provisões</i>	0	0	0	0
<i>Ganhos em existências</i>	0	0	0	0
Correcções a exercícios anteriores				
<i>Fornecimentos e serviços externos</i>	0	0	0	0
<i>Custos com pessoal</i>	0	0	0	0
<i>Outras correcções a exercícios anteriores</i>	0	0	0	0
<i>Outros proveitos extraordinários</i>	0	0	0	0
(B) CUSTOS E PERDAS REGULADOS	387 171	331 131	325 054	326 833
Custos aquisição energia - Fixos	0	0	0	0
Custos aquisição energia - Variáveis	0	0	0	0
Custos aquisição energia - Outros	0	0	0	0
Trading - Sobrecusto CAE não Cessados	69 005	98 441	88 518	91 300
Trading - Func. CVEEAC	723	0	0	0
Custos de interruptibilidade	47 198	49 198	51 198	53 198
Comércio transfronteiriço (ITC)	0	0	0	0
Facturação Acerto de Contas - Serviços de sistema				
<i>Desvios por excesso de energia na rede</i>	49 402	0	0	0
<i>Regulação a subir</i>	26 810	0	0	0
<i>Banda de regulação-Produção</i>	11 545	0	0	0
Serviços de Sistema (Tunes)	1 600	1 600	1 600	0
Transferência para as regiões autónomas	133 812	133 812	133 812	133 812
Consumo de mat. div., merc., outros	3	3	3	3
Fornecimentos e serviços externos ^{NOTA 2}	9 510	10 103	10 005	10 118
Custos com pessoal	5 751	5 523	5 944	6 178
Amortizações do exercício	22 378	22 930	24 251	22 293
Provisões do exercício	564	564	564	564
Impostos	566	571	582	593
Outros custos e perdas operacionais				
<i>Pagamentos à ERSE</i>	6 658	6 818	6 975	7 135
<i>Pagamentos ao OMIP</i>	1 487	1 523	1 558	1 594
<i>Outros custos operacionais</i>	56	8	8	9
Custos e perdas extraordinários				
<i>Desmontagem de linhas</i>	0	0	0	0
<i>Descomissionamento de centros electroprodutores</i>	47	36	36	36
<i>Perdas em imobilizações</i>	1	0	0	0
<i>Perdas em existências</i>	0	0	0	0
<i>Correcções a exercícios anteriores</i>				
<i>Fornecimentos e serviços externos</i>	1	0	0	0
<i>Custos com pessoal</i>	0	0	0	0
<i>Outras correcções a exercícios anteriores</i>	54	0	0	0
<i>Outros custos extraordinários</i>	0	0	0	0
(C) RESULTADOS REGULADOS OCORRIDOS	= (A) - (B)	-57 193	13 441	22 759
(D) RESULTADOS REGULADOS PERMITIDOS	20 859	13 441	22 759	13 952
Remuneração do imobilizado	13 203	14 735	14 276	13 952
Juros dos desvios	2 300	-1 295	8 483	0
Juros do défice tarifário	5 356	0	0	0
(E) EXCESSO (INSUFICIÊNCIA) DE PROVEITOS	= (C) - (D)	-78 052	0	0

Nota 1 – Inclui proveitos relativos a prestações de serviços da REN - Rede Eléctrica Nacional, cobrados à REN, SGPS e à REN Serviços.

Nota 2 - : Inclui proveitos relativos a prestações de serviços das empresas REN, SGPS e REN Serviços prestados à REN - Rede Eléctrica Nacional.

Nota 3 - Salvo indicação em contrário, em 2008, os dados são reais até Fevereiro.

Nota 4 - O valor dos juros do défice tarifário corresponde a juros relativos aos primeiros três meses de 2008.

Nota 5 - Em 2008 a REN assume que recuperará o desvio gerado em 2006 na GGS (ver Relatório Auditado de 2006), líquido da + valia, do défice das ilhas e depois de corrigido o valor do sobrecusto dos PREs (2006).

Nota 6 - : Em 2009 REN assume que recuperará o desvio gerado em 2007 na GGS (ver Relatório Auditado de 2007), líquido do défice das ilhas e dos juros do défice.

Fonte: REN

Quadro I - 4 - Demonstração de resultados regulados previsionais 2008 a 2011 da actividade de transporte de energia eléctrica (TEE)

	Unidade: Milhares de Euros			
	2008	2009	2010	2011
(A) PROVEITOS E GANHOS REGULADOS	240 421	300 337	325 258	345 279
Vendas de electricidade à distribuição	225 719	274 310	296 080	321 455
Plano de Eficiência no Consumo	0	0	0	0
Vendas a centrais electroprodutoras	0	0	0	0
Desvios recuperados	-5 642	3 720	5 736	0
Facturação Acerto de Contas - Serviços de sistema				
<i>Desvios por défice de energia na rede</i>	0	0	0	0
<i>Regulação a baixar</i>	0	0	0	0
<i>Banda de regulação-Consumo</i>	0	0	0	0
Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de Serviços				
<i>Serviços de telecomunicações de segurança</i>	0	0	0	0
<i>Serviços de electricidade - desvios de linhas</i>	1 032	1 014	1 037	1 061
<i>Outras prestações de Serviços</i>	132	135	138	141
Trabalhos própria empresa (sem encargos financeiros)	11 188	11 204	11 830	12 136
Amortização de proveitos diferidos - subsídios investimento	5 181	7 104	7 541	7 540
Proveitos Suplementares				
<i>Aluguer de Equipamento</i>	0	0	0	0
<i>Aluguer de cabos de fibra óptica</i>	0	0	0	0
<i>Direitos de superfície</i>	0	0	0	0
<i>Outros proveitos suplementares</i>	181	186	190	194
Outros proveitos e ganhos operacionais ^{NOTA 1}	1 837	1 889	1 933	1 977
Rendas de terrenos e prédios urbanos	277	261	261	261
Proveitos extraordinários				
<i>Ganhos em imobilizações</i>	1	0	0	0
<i>Utilização de provisões</i>	0	0	0	0
<i>Ganhos em existências</i>	0	0	0	0
Correcções a exercícos anteriores				
<i>Fornecimentos e serviços externos</i>	2	0	0	0
<i>Custos com pessoal</i>	2	0	0	0
<i>Outras correcções a exercícos anteriores</i>	0	0	0	0
<i>Outros proveitos extraordinários</i>	513	513	513	513
(B) CUSTOS E PERDAS REGULADOS	143 929	160 721	171 955	180 973
Custos aquisição energia - Fixos	0	0	0	0
Custos aquisição energia - Variáveis	0	0	0	0
Custos aquisição energia - Outros	0	0	0	0
Trading - Sobrecusto CAE não Cessados	0	0	0	0
Trading - Func. CVEEAC	0	0	0	0
Custos de interrupibilidade	0	0	0	0
Comércio transfronteiriço (ITC)	5 607	5 607	0	0
Facturação Acerto de Contas - Serviços de sistema				
<i>Desvios por excesso de energia na rede</i>	0	0	0	0
<i>Regulação a subir</i>	0	0	0	0
<i>Banda de regulação-Produção</i>	0	0	0	0
Serviços de Sistema (Tunes)	0	0	0	0
Transferência para as regiões autónomas	0	0	0	0
Consumo de mat. div., merc., outros	234	177	158	161
Fornecimentos e serviços externos ^{NOTA 2}	35 240	38 863	39 459	40 484
Custos com pessoal	19 682	21 099	22 802	23 645
Amortizações do exercício	79 688	91 867	106 421	113 560
Provisões do exercício	1 403	1 403	1 403	1 403
Impostos	588	592	599	607
Outros custos e perdas operacionais				
<i>Pagamentos à ERSE</i>	0	0	0	0
<i>Pagamentos ao OMIP</i>	0	0	0	0
<i>Outros custos operacionais</i>	410	258	258	258
Custos e perdas extraordinários				
<i>Desmontagem de linhas</i>	1 008	855	855	855
<i>Descomissionamento de centros electroprodutores</i>	0	0	0	0
<i>Perdas em imobilizações</i>	2	0	0	0
<i>Perdas em existências</i>	64	0	0	0
Correcções a exercícos anteriores				
<i>Fornecimentos e serviços externos</i>	2	0	0	0
<i>Custos com pessoal</i>	0	0	0	0
<i>Outras correcções a exercícos anteriores</i>	2	0	0	0
<i>Outros custos extraordinários</i>	0	0	0	0
(C) RESULTADOS REGULADOS OCORRIDOS	= (A) - (B)	96 492	139 616	153 303
(D) RESULTADOS REGULADOS PERMITIDOS		90 756	139 616	153 303
Remuneração do imobilizado	90 216	140 033	153 926	164 306
Juros dos desvios	540	-417	-623	0
Juros do défice tarifário	0	0	0	0
(E) EXCESSO (INSUFICIÊNCIA) DE PROVEITOS	= (C) - (D)	5 736	0	0

Nota 1 - Inclui proveitos relativos a prestações de serviços da REN - Rede Eléctrica Nacional, cobrados à REN, SGPS e à REN Serviços.

Nota 2 - Inclui proveitos relativos a prestações de serviços das empresas REN, SGPS e REN Serviços prestados à REN - Rede Eléctrica Nacional.

Nota 3 - Salvo indicação em contrário, em 2008, os dados são reais até Fevereiro.

Fonte: REN

Quadro I - 5 - Imobilizado a remunerar entre 2008 e 2011

Unidade: Milhares de Euros

(A) Imobilizado Bruto em Exploração		2008	2009	2010	2011
Actividade CVEE		16	75	77	80
Actividade GGS					
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH		845 843	845 843	845 843	845 843
Terrenos das Centrais Térmicas		2 531	2 531	2 531	2 531
Outros activos		242 690	255 916	266 141	275 142
Actividade TEE		2 788 510	3 095 926	3 300 575	3 523 592
(B) Amortizações Acumuladas		2008	2009	2010	2011
Actividade CVEE		1	11	25	39
Actividade GGS					
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH		492 088	506 186	520 202	533 175
Terrenos das Centrais Térmicas		2 485	2 492	2 498	2 504
Outros activos		177 051	185 878	196 105	205 419
Actividade TEE		1 276 098	1 367 965	1 474 385	1 587 945
(C) Imobilizado Líquido (Activo)	= (A) - (B)	2008	2009	2010	2011
Actividade CVEE		14	64	53	41
Actividade GGS		0	0	0	0
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH		353 755	339 658	325 641	312 668
Terrenos das Centrais Térmicas		46	39	33	27
Outros activos		65 639	70 039	70 035	69 723
Actividade TEE		1 512 413	1 727 962	1 826 190	1 935 647
(D) Participações (Passivo)		2008	2009	2010	2011
Actividade CVEE		0	0	0	0
Actividade GGS					
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH		0	0	0	0
Terrenos das Centrais Térmicas		0	0	0	0
Outros activos		342	319	297	287
Actividade TEE		133 865	158 453	155 153	147 613
(E) Imobilizado Líquido (Líquido)	= (C) - (D)	2008	2009	2010	2011
Actividade CVEE		14	64	53	41
Actividade GGS		0	0	0	0
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH		353 755	339 658	325 641	312 668
Terrenos das Centrais Térmicas		46	39	33	27
Outros activos		65 298	69 720	69 738	69 436
Actividade TEE		1 378 548	1 569 509	1 671 037	1 788 034
(F) Imobilizado Médio		2008	2009	2010	2011
Actividade CVEE		7	39	58	47
Actividade GGS		0	0	0	0
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH		360 804	346 706	332 649	319 155
Terrenos das Centrais Térmicas		49	42	36	30
Outros activos		64 894	67 509	69 729	69 587
Actividade TEE		1 288 807	1 474 028	1 620 273	1 729 535
(G) Taxa de Remuneração		2008	2009	2010	2011
Actividade CVEE		7,00%	9,50%	9,50%	9,50%
Actividade GGS					
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH		2,40%	2,40%	2,30%	2,30%
Terrenos das Centrais Térmicas		2,40%	2,40%	2,30%	2,30%
Outros activos		7,00%	9,50%	9,50%	9,50%
Actividade TEE		7,00%	9,50%	9,50%	9,50%
(H) Remuneração do Imobilizado	= (F) * (G)	2008	2009	2010	2011
Actividade CVEE		1	4	6	4
Actividade GGS		0	0	0	0
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH		8 659	8 321	7 651	7 341
Terrenos das Centrais Térmicas		1	1	1	1
Outros activos		4 543	6 413	6 624	6 611
Actividade TEE		90 216	140 033	153 926	164 306

Fonte: REN

Quadro I - 6 - Investimento total em actividades reguladas da REN entre 2008 e 2011

Unidade: Milhares de Euros

	Inv. 2008	Inv. 2009	Inv. 2010	Inv. 2011
(A) Custos Directos Externos				
Investimento Especifico				
GGS	5 139	9 589	7 866	7 108
TEE	226 378	231 211	215 318	210 885
CVEEAC	0	0	0	0
	231 517	240 801	223 184	217 993
Investimento Total				
GGS	6 743	10 867	8 556	7 770
TEE	233 880	237 689	218 988	214 130
CVEEAC	16	60	2	2
	240 639	248 616	227 546	221 902
(B) Custos Técnicos				
Investimento Especifico				
GGS	5 621	10 192	8 479	7 736
TEE	237 557	242 400	227 134	223 007
CVEEAC	0	0	0	0
	243 178	252 592	235 613	230 742
Investimento Total				
GGS	7 227	11 474	9 172	8 401
TEE	245 070	248 893	230 817	226 266
CVEEAC	16	60	2	2
	252 312	260 427	239 991	234 669
(C) Custos Totais				
Investimento Especifico				
GGS	5 725	10 345	8 613	7 877
TEE	245 318	247 961	232 468	228 736
CVEEAC	0	0	0	0
	251 043	258 307	241 081	236 613
Investimento Total				
GGS	7 339	11 635	9 315	8 552
TEE	252 866	254 489	236 192	232 037
CVEEAC	16	60	2	2
	260 220	266 184	245 509	240 592

Fonte: REN

II. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA REN TRADING

A REN Trading enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas de 2009 e para a análise de desempenho para o período 2008-2011, da qual se destaca:

- Demonstrações de Resultados regulados previsionais;
- Custos de aquisição líquidos CVEEAC.

Quadro II - 1 - Demonstração de resultados regulados previsionais 2008 a 2011 actividade de compra e venda de energia eléctrica do agente comercial (CVEEAC))

Unidade: Milhares de Euros

	2008	2009	2010	2011
(A) PROVEITOS E GANHOS	759 980	758 751	741 344	722 600
Energia Agentes de Mercado + VPP	690 252	665 771	652 826	631 300
Licenças CO2	0	0	0	0
Desvios recuperados	0	-5 461	0	0
Trading-Func. CVEEAC	723	0	0	0
Trading - Sobrecusto CAE não Cessados	69 005	98 441	88 518	91 300
Facturação Acerto de Contas	0	0	0	0
(B) CUSTOS E PERDAS	778 538	754 382	736 698	717 988
Custos aquisição energia - Fixos	220 931	224 624	229 141	235 568
Custos aquisição energia - Variáveis	493 432	478 210	458 046	434 663
Licenças CO2	44 704	45 849	42 876	39 113
Acordo AGC	5 143	5 698	6 635	8 644
Facturação Agentes Mercado	14 328	0	0	0
(C) RESULTADO CVEEAC	= (A) - (B)	-18 557	4 370	4 612
(D) RESULTADO OPERACIONAL PERMITIDO - VALOR BRUTO	5 721	5 517	5 726	5 724
Remuneração do imobilizado	1	4	6	4
Juros dos desvios	0	-207	0	0
Ganhos Comerciais	5 720	5 720	5 720	5 720
(E) PROVEITOS DE FUNCIONAMENTO	0	0	0	0
Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de Serviços	0	0	0	0
Proveitos suplementares	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	0	0	0
Proveitos extraordinários	0	0	0	0
(F) CUSTOS DE FUNCIONAMENTO	1 026	1 147	1 080	1 113
Consumo de mat. div., merc., outros	0	0	0	0
Amortizações do exercício	1	10	14	14
Fornecimentos e serviços externos ^{NOTA 1}	519	506	415	427
Custos com pessoal	503	630	652	672
Provisões do exercício	0	0	0	0
Impostos	0	0	0	0
Outros custos e perdas operacionais	3	0	0	0
Custos extraordinários	0	0	0	0
(G) RESULTADO OPERACIONAL PERMITIDO - VALOR LÍQUIDO	= (D) - ((F) - (E))	4 694	4 370	4 646
(H) EXCESSO (INSUFICIÊNCIA) DE PROVEITOS	= (C) - (G)	-23 252	0	0

Nota 1 - Inclui proveitos relativos a prestações de serviços das empresas REN, SGPS e REN Serviços prestados à REN - Trading.

Nota 2 - Valores reais até Abril de 2008, à excepção dos custos de funcionamento que reportam a Fevereiro de 2008.

Nota 3 - Em 2009 a REN assume que recuperará o desvio gerado no 2º semestre de 2007 (excesso) e o desvio gerado em 2008 (insuficiência).

Fonte: REN Trading

Quadro II - 2 - Custos de aquisição líquidos – CVEEAC

Unid. milhares de Euros

	2008	2009	2010	2011
Produtores	88 285	88 611	83 872	86 689
Tejo Energia	21 828	3 968	-1 286	-4 698
Energia	165 103	161 400	150 333	143 252
Potência	104 854	105 038	107 822	109 382
Custos com as licenças de emissão de CO2	25 607	27 420	25 535	24 222
Venda em mercado	192 040	289 889	284 977	281 553
VPP	96 023	0	0	0
Serviços de sistema (saldo)	-14 328	0	0	0
Turbogás	66 457	84 642	85 159	91 386
Energia	328 329	316 810	307 713	291 411
Potência ^{NOTA 1}	116 077	119 586	121 318	126 186
Custos com as licenças de emissão de CO2	19 097	18 430	17 341	14 891
Acordo AGC	5 143	5 698	6 635	8 644
Venda em mercado	402 189	375 882	367 849	349 746

Fonte: REN Trading

III. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas de 2009 e para a análise de desempenho para o período 2008-2011, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica;
- Balanços por actividade;
- Demonstrações de Resultados por actividade;
- N.º médio de clientes;
- N.º médio de efectivos;
- Plano de investimentos a remunerar.

Quadro III - 1 - Balanço de energia eléctrica da EDP Distribuição de 2008 a 2011

Unidade: GWh

Ref. ^a	Rubricas	2008	2009	2010	2011
0	ENERGIA ENTRADA NA DISTRIBUIÇÃO				
1	MERCADO ⁽¹⁾	37 975	37 165	35 398	34 736
2	PRE's	12 233	14 540	17 708	19 860
3	TOTAL	50 208	51 704	53 106	54 596
4	ENERGIA SAÍDA DA DISTRIBUIÇÃO				
5	Para Empresas do Grupo EDP	79	79	79	79
6	MAT	15	15	15	15
7	AT	7	7	7	7
8	MT	35	35	35	35
9	BTE	11	11	11	11
10	BTN	11	11	11	11
11	Para Clientes Finais MR+ML	46 574	47 943	49 239	50 616
12	MAT	1 615	1 697	1 765	1 819
13	AT	6 486	6 587	6 730	6 877
14	MT (inclui outros Distribuidores)	14 368	14 577	14 904	15 277
15	BTE	3 500	3 603	3 723	3 851
16	BTN (sem iluminação pública) ⁽²⁾	19 117	19 950	20 548	21 181
17	Iluminação Pública	1 489	1 529	1 570	1 611
18	ENERGIA SAÍDA DA DISTRIBUIÇÃO MR+ML	46 653	48 022	49 318	50 695
19	PERDAS	3 555	3 683	3 788	3 902
20	Perdas (% energia entrada sem clientes MAT)	7,90	7,95	7,97	7,98

Fonte: EDP Distribuição

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexo III

Quadro III - 3 - Balanço EDP Distribuição em MT e AT por actividade entre 2008 e 2011 – Passivo

Passivo e Capitais Próprios	OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO														TOTAL				
	Distribuição de Energia Eléctrica				Comercialização de Redes					Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte									
	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
CAPITAIS PRÓPRIOS																			
Capital + Reservas + Resultados Transitados	1.294.784	1.328.528	1.339.597	1.356.859	126.345	115.046	76.779	76.470	65.660	1.135	10.519	14.787	11.523	12.292	1.414.983	1.420.349	1.420.094	1.427.590	1.434.811
Resultado Líquido do Exercício	74.204	158.226	165.835	165.150	-9.229	-36.196	8.012	-8.740	5.799	12.732	6.684	-3.264	3.124	732	41.339	44.692	162.974	160.219	171.681
Dividendos Antecipados																			
Total do Capital Próprio	1.368.988	1.486.754	1.505.432	1.522.008	117.116	78.850	84.791	67.730	71.459	13.866	17.203	11.523	14.647	13.024	1.456.323	1.465.041	1.583.068	1.587.809	1.606.492
PASSIVO																			
Provisão para riscos e encargos																			
Provisão para pensões e actos médicos	559.279	595.495	628.922	659.328	116.803	85.973	92.056	97.662	102.751						871.029	645.252	687.551	726.584	762.079
Outras provisões	266.007	236.613	207.129	177.984	4.230	36.728	31.623	26.498	21.400						64.332	302.735	268.236	233.627	199.384
	825.286	832.108	836.051	837.312	121.033	122.701	123.679	124.160	124.151						935.361	947.986	955.787	960.211	961.463
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo																			
Divida a Instituições de Crédito																			
Empresas do Grupo - empréstimos ¹¹⁾	815.588	815.588	815.588	815.588	70.812	70.812	70.812	70.812	70.812						886.400	886.400	886.400	886.400	886.400
Outros Credores	679	696	714	733	49	50	52	53	54						710	729	748	767	787
Imobilizado (DL 344-B/82)	641	270	195	141											1.218	641	270	195	141
	816.907	816.555	816.498	816.463	70.861	70.862	70.863	70.865	70.866						888.327	887.769	887.418	887.363	887.329
Dívidas a Terceiros - Curto prazo																			
Fornecedores c/c	26.818	27.292	27.802	28.600	97.911	128.279	63.385	108.433	129.948						139.021	155.098	90.677	136.235	158.548
Empresas do Grupo - empréstimos ¹¹⁾	390.256	229.235	193.439	203.182	427.647	1.400.175	1.775.042	2.121.071	2.181.155			14.496			1.043.535	1.790.430	2.018.773	2.314.511	2.384.337
Divida a Instituições de Crédito	42.140	75.684	84.923	81.790	4.306	4.177	6.409	4.006	5.666				10.276	223	100.780	46.317	82.093	99.205	87.679
Estado e Outros Entes Público	26.543	31.009	31.509	32.888	5.424	5.220	6.099	6.197	6.468						33.017	31.763	37.107	37.706	39.356
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	21.549	22.109	22.684	23.274	1.098	655	672	690	708						21.620	22.204	22.781	23.374	23.981
Outros Credores	507.305	385.329	360.357	369.734	536.386	1.538.507	1.851.608	2.240.397	2.323.944			14.496	10.276	223	1.337.973	2.045.812	2.251.432	2.611.030	2.693.901
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS																			
Acréscimos de Custos	66.774	68.510	70.291	72.119	3.938	6.794	6.971	7.152	7.338	27.454					88.838	73.568	75.481	77.443	79.457
Remunerações a Liquidar	33.496	34.367	35.261	36.177	4.054	5.774	5.924	6.078	6.236						38.238	39.270	40.291	41.339	42.413
Valor para ajustamento					-1.397					27.454					18.980				
Outros	33.278	34.143	35.031	35.941	1.281	1.021	1.047	1.074	1.102						31.620	34.298	35.190	36.105	37.044
Proveitos Diferidos	1.581.755	1.622.372	1.643.232	1.654.829	13.736	8.153	4.116	1.789	805	-856	9.381	16.656	7.275	7.275	1.563.820	1.599.289	1.643.144	1.652.296	1.662.909
Subsídios para Investimento	1.533.005	1.580.893	1.611.547	1.627.343	11.884	6.846	3.229	945							1.498.176	1.539.851	1.584.122	1.612.492	1.627.343
Impostos Diferidos	48.750	41.479	31.685	27.486	1.851	1.307	888	844	805	-856	9.381	16.656	7.275	7.275	65.644	59.438	59.022	39.804	35.567
Outros	1.648.529	1.690.882	1.713.524	1.726.948	17.673	14.947	11.087	8.941	8.143	26.597	9.381	16.656	7.275	7.275	1.652.658	1.672.857	1.718.625	1.729.740	1.742.366
Total do Passivo	3.798.028	3.724.873	3.726.430	3.750.456	745.953	1.747.017	2.057.238	2.444.362	2.527.105	26.597	9.381	31.152	17.551	7.498	4.814.319	5.554.426	5.813.262	6.188.343	6.285.059
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	5.167.016	5.211.626	5.231.862	5.272.464	863.069	1.825.867	2.142.029	2.512.093	2.598.564	40.464	26.584	42.675	32.198	20.522	6.270.641	7.019.466	7.396.330	7.776.152	7.891.550

Fonte: EDP Distribuição

Quadro III - 5 - N.º médio de clientes da EDP Distribuição entre 2008 e 2011

Rubricas	2008	2009	2010	2011
Clientes MR	5 889 618	5 857 384	5 804 402	5 710 572
MAT	57	59	60	62
AT	217	221	225	230
MT	21 902	22 640	22 460	22 922
BTE	29 253	30 109	27 905	28 899
BTN (sem IP)	5 789 156	5 753 847	5 701 727	5 604 924
IP	49 034	50 508	52 025	53 535
Clientes ML	196 026	291 050	404 420	553 046
MAT	1	1	1	1
AT	1	1	2	2
MT	884	670	1 340	1 340
BTE	3 088	3 204	6 408	6 408
BTN	192 054	287 174	396 669	545 295

Fonte: EDP Distribuição

Quadro III - 6 - N.º médio de efectivos da EDP Distribuição entre 2008 e 2011

Rubricas	2008			2009			2010			2011		
	DEE	CR	Total	DEE	CR	Total	DEE	CR	Total	DEE	CR	Total
Departamentos específicos	3 253	561	3 814	3 191	551	3 742	3 147	543	3 690	3 114	537	3 651
Departamentos comuns	143	24	167	140	24	164	138	23	162	137	23	160
Total	3 396	585	3 981	3 332	574	3 906	3 286	566	3 852	3 251	560	3 811

Fonte: EDP Distribuição

Quadro III - 7 - Plano de investimentos a custos técnicos da EDP Distribuição em 2008

Unidade: 10³ EUROS

Rubricas	2008								Total das actividades
	Actividade de distribuição de energia eléctrica				Actividade de comercialização de redes				
	AT	MT	BT	TOTAL	MAT/AT/MT	BTE	BT	TOTAL	
Imobilizado (DL 344-B/82)									
Terrenos e Recursos Naturais									
Edifícios e Outras Construções	730	2 063	3 189	5 981	253	193	586	1 031	7 012
Equipamento Básico	31 178	119 846	91 550	242 574	2 564	512	24 618	27 695	270 269
Linhas/Redes Aéreas	17 373	46 766	22 817	86 956					86 956
Cabos/Redes Subterrâneas	9 158	18 858	13 625	41 641					41 641
Chegadas Aéreas			3 789	3 789					3 789
Chegadas Subterrâneas			10 719	10 719					10 719
Subestações		42 571		42 571					42 571
Postos de Transformação			22 515	22 515					22 515
Postos de Corte e Seccionamento	1 368			1 368					1 368
Equipas de Contagem e Medida/Contadores e Acessórios					2 553	503	24 592	27 648	27 648
Contadores					1 188	205	10 003	11 395	11 395
Outros Equipamentos					1 365	299	14 589	16 252	16 252
Iluminação Pública			17 840	17 840					17 840
Outros Equipamentos Básicos	3 279	11 650	244	15 174	12	9	27	47	15 221
Equipamento de Transporte	349	986	1 525	2 859	121	92	280	493	3 352
Ferramentas e Utensílios	48	135	209	391	17	13	38	67	459
Equipamento Administrativo	1 071	2 045	2 872	5 987	987	137	418	1 542	7 530
Diferenças Câmbio									
Outro Imobilizado Corpóreo									
TOTAL	33 375	125 075	99 344	257 793	3 941	947	25 940	30 828	288 622

Fonte: EDP Distribuição

Quadro III - 8 - Plano de investimentos a custos técnicos da EDP Distribuição em 2009

Unidade: 10³ EUROS

Rubricas	2009								Total das actividades
	Actividade de distribuição de energia eléctrica				Actividade de comercialização de redes				
	AT	MT	BT	TOTAL	MAT/AT/MT	BTE	BT	TOTAL	
Imobilizado (DL 344-B/82)									
Terrenos e Recursos Naturais									
Edifícios e Outras Construções	616	1 740	2 691	5 047	213	162	494	870	5 917
Equipamento Básico	36 453	137 211	103 002	276 666	2 654	529	25 433	28 616	305 283
Linhas/Redes Aéreas	20 544	49 053	30 739	100 336					100 336
Cabos/Redes Subterrâneas	8 317	16 494	15 145	39 956					39 956
Chegadas Aéreas			3 773	3 773					3 773
Chegadas Subterrâneas			10 929	10 929					10 929
Subestações		47 512		47 512					47 512
Postos de Transformação			21 249	21 249					21 249
Postos de Corte e Seccionamento	801			801					801
Equipas de Contagem e Medida/Contadores e Acessórios					2 642	520	25 404	28 566	28 566
Contadores					1 229	212	10 333	11 774	11 774
Outros Equipamentos					1 413	308	15 071	16 792	16 792
Iluminação Pública			20 806	20 806					20 806
Outros Equipamentos Básicos	6 790	24 151	362	31 304	12	9	29	50	31 354
Equipamento de Transporte	322	911	1 409	2 642	112	85	259	455	3 097
Ferramentas e Utensílios	51	145	224	420	18	14	41	72	493
Equipamento Administrativo	1 230	2 061	2 819	6 110	722	102	310	1 135	7 245
Diferenças Câmbio									
Outro Imobilizado Corpóreo									
TOTAL	38 672	142 068	110 145	290 885	3 719	893	26 537	31 149	322 034

Fonte: EDP Distribuição

Quadro III - 9 - Plano de investimentos a custos técnicos da EDP Distribuição em 2010

Unidade: 10³ EUROS

Rubricas	2010								Total das actividades
	Actividade de distribuição de energia eléctrica				Actividade de comercialização de redes				
	AT	MT	BT	TOTAL	MAT/AT/MT	BTE	BT	TOTAL	
Imobilizado (DL 344-B/82)									
Terrenos e Recursos Naturais									
Edifícios e Outras Construções	1 457	4 120	6 371	11 948	504	385	1 170	2 059	14 007
Equipamento Básico	36 296	133 650	98 319	268 265	2 566	549	26 357	29 471	297 736
Linhas/Redes Aéreas	22 957	51 552	30 206	104 715					104 715
Cabos/Redes Subterrâneas	8 726	16 856	14 558	40 139					40 139
Chegadas Aéreas			3 548	3 548					3 548
Chegadas Subterrâneas			10 129	10 129					10 129
Subestações		51 741		51 741					51 741
Postos de Transformação			21 332	21 332					21 332
Postos de Corte e Seccionamento	813			813					813
Equipas de Contagem e Medida/Contadores e Acessórios					2 554	539	26 327	29 420	29 420
Contadores					1 183	219	10 709	12 111	12 111
Outros Equipamentos					1 371	320	15 618	17 309	17 309
Iluminação Pública			18 271	18 271					18 271
Outros Equipamentos Básicos	3 800	13 502	275	17 576	13	10	29	52	17 628
Equipamento de Transporte	429	1 212	1 875	3 516	148	113	344	606	4 122
Ferramentas e Utensílios	52	148	229	430	18	14	42	74	504
Equipamento Administrativo	1 384	2 197	2 899	6 480	423	112	342	877	7 357
Diferenças Câmbio									
Outro Imobilizado Corpóreo									
TOTAL	39 618	141 328	109 692	290 638	3 660	1 173	28 255	33 088	323 726

Fonte: EDP Distribuição

Quadro III - 10 - Plano de investimentos a custos técnicos da EDP Distribuição em 2011

Unidade: 10³ EUROS

Rubricas	2011								Total das actividades
	Actividade de distribuição de energia eléctrica				Actividade de comercialização de redes				
	AT	MT	BT	TOTAL	MAT/AT/MT	BTE	BT	TOTAL	
Imobilizado (DL 344-B/82)									
Terrenos e Recursos Naturais									
Edifícios e Outras Construções	1 938	5 480	8 473	15 891	671	512	1 557	2 739	18 631
Equipamento Básico	40 002	139 336	95 768	275 106	2 680	568	27 291	30 539	305 645
Linhas/Redes Aéreas	25 278	51 979	30 216	107 473					107 473
Cabos/Redes Subterrâneas	9 686	17 707	14 253	41 645					41 645
Chegadas Aéreas			3 363	3 363					3 363
Chegadas Subterrâneas			9 696	9 696					9 696
Subestações		54 715		54 715					54 715
Postos de Transformação			21 242	21 242					21 242
Postos de Corte e Seccionamento	835			835					835
Equipas de Contagem e Medida/Contadores e Acessórios					2 667	558	27 260	30 485	30 485
Contadores					1 235	227	11 089	12 551	12 551
Outros Equipamentos					1 432	331	16 172	17 935	17 935
Iluminação Pública			16 705	16 705					16 705
Outros Equipamentos Básicos	4 202	14 935	294	19 431	13	10	31	54	19 485
Equipamento de Transporte	455	1 287	1 991	3 733	158	120	366	644	4 377
Ferramentas e Utensílios	55	155	239	448	19	14	44	77	526
Equipamento Administrativo	1 160	1 881	2 499	5 540	403	97	297	797	6 337
Diferenças Câmbio									
Outro Imobilizado Corpóreo									
TOTAL	43 610	148 140	108 970	300 719	3 930	1 312	29 554	34 796	335 515

Fonte: EDP Distribuição

IV. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

A EDP Serviço Universal enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas de 2009 e para a análise de desempenho para o período 2008-2011, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica;
- Balanços por actividade;
- Demonstrações de Resultados por actividade;
- N.º médio de clientes;
- N.º médio de efectivos.

Quadro IV - 1 - Balanço de energia eléctrica da EDP SU de 2008 a 2011

Unidade: GWh

Ref. ^a	Rubricas	2008	2009	2010	2011
0	ENERGIA COMPRADA				
1	Mercado ⁽¹⁾	36 642	33 419	31 037	29 481
2	PRE's	12 233	14 540	17 708	19 860
3	Biogás	47	49	50	52
4	Biomassa	199	398	615	718
5	Cogeração	4 961	5 334	6 640	7 260
6	Eólica	5 300	6 876	8 409	9 801
7	Fotovoltaica	62	164	180	191
8	Hídrica	1 226	1 268	1 350	1 360
9	Resíduos Sólidos Urbanos	438	451	464	478
10	TOTAL	48 875	47 959	48 745	49 342
11	PERDAS MR	3 478	3 437	3 499	3 539
12	ENERGIA VENDIDA - MR				
13	Vendas a Centrais do Grupo EDP	27	27	27	27
14	MAT	15	15	15	15
15	AT	6	6	6	6
16	MT	6	6	6	6
17	BTE				
18	BTN				
19	Vendas ao Grupo EDP para consumo final	52	52	52	52
21	AT				
22	MT	30	30	30	30
23	BTE	11	11	11	11
24	BTN	11	11	11	11
25	Vendas a Clientes do Mercado Regulado	45 318	44 443	45 167	45 724
26	MAT	1 615	1 679	1 747	1 800
27	AT	6 485	6 514	6 656	6 804
28	MT	14 112	13 181	13 508	13 881
29	BTE	3 379	2 903	3 023	3 151
30	BTN (sem iluminação pública) ⁽²⁾	18 238	18 638	18 664	18 476
31	Iluminação Pública	1 489	1 529	1 570	1 611
32	TOTAL	45 397	44 522	45 246	45 803

Fonte: EDP SU

Quadro IV - 2 - Balanço da EDP SU por actividade entre 2008 e 2011 – Activo

Activo	Comercializador de Último Recurso												TOTAL				
	Comercialização				Compra e Venda de Energia Eléctrica				C. e V. do Acesso à Rede de Transp. e Dist.				2008	2009	2010	2011	
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011					
IMOBILIZADO																	
Imobilizações Incorpóreas																	
Amortização Acumulada do Imobilizado Incorpóreo	54	54	82	82		45	80	80					54	99	162	162	
Imobilizações Corpóreas																	
Amortização Acumulada do Imobilizado Corpóreo	-10	-19	-34	-50		-10	-26	-43					-10	-29	-61	-93	
Imobilizado em Curso																	
Investimento Financeiro	44	34	48	33		35	54	37					43	69	102	70	
CIRCULANTE																	
Existências																	
Materiais Diversos																	
Dividas de Terceiros Médio e Longo Prazos																	
Empréstimos Grupo [1]																	
Dividas de Terceiros																	
Clientes C/ Corrente	577 389	584 947	630 763	665 430									577 389	584 947	630 763	665 430	
Provisões para Clientes	-116 579	-112 604	-107 263	-100 790									-116 579	-112 604	-107 263	-100 790	
Empréstimos Grupo [1]																	
Estado e Outros Entes Públicos	6 025	4 351	2 213		196 904	140 843	118 985	40 442					202 929	145 194	121 198	40 442	
Outros Devedores	96 931	65 517	75 942	84 093									96 931	65 517	75 942	84 093	
Provisões para Outros Devedores																	
	563 766	542 211	601 656	648 733	196 904	140 843	118 985	40 442					760 670	683 054	720 641	689 175	
Títulos Negociáveis																	
Depósitos Bancários e Caixa	131	131	131	131									131	131	131	131	
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS																	
Acrescimos de Proventos	192 911	199 156	212 513	224 098	1 031 175	1 576 373	2 039 281	2 214 190					1 224 086	1 775 529	2 251 794	2 438 288	
Valor para ajustamento	-31				1 031 175	1 576 373	2 039 281	2 214 190					1 031 144	1 576 373	2 039 281	2 214 190	
Energia a facturar	192 942	199 156	212 513	224 098									192 942	199 156	212 513	224 098	
Outros Proventos																	
Custos Diferidos	208 545	216 250	231 503	244 883									208 545	216 250	231 503	244 883	
Grandes Reparacões																	
Impostos diferidos	4 686	5 825	6 965	8 105									4 686	5 825	6 965	8 105	
Outros Custos	203 859	210 425	224 538	236 778									203 859	210 425	224 538	236 778	
	401 456	415 406	444 016	468 980	1 031 175	1 576 373	2 039 281	2 214 190					1 432 631	1 991 779	2 483 297	2 683 170	
TOTAL DO ACTIVO	965 397	957 783	1 045 850	1 117 877	1 228 078	1 717 251	2 158 320	2 254 669					2 193 475	2 675 034	3 204 171	3 372 547	

Fonte: EDP SU

Quadro IV - 3 - Balanço da EDP SU por actividade entre 2008 e 2011 – Passivo

Passivo e Capitais Próprios	Comercializador de Último Recurso											
	Comercialização				Compra e Venda de Energia Eléctrica				C. e V. do Acesso à Rede de Transp. e Dist.			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
CAPITAIS PRÓPRIOS												
Capital + Reservas + Resultados Transitados	35 289	5 341	27 036	46 362	26 730	21 205	-2 859	-31 511				
Resultado Líquido do Exercício	-29 949	21 696	19 325	19 957	-22 091	-38 268	-33 532	-24 838				
Dividendos Antecipados												
Total do Capital Próprio	5 341	27 036	46 362	66 319	4 639	-17 062	-36 391	-56 349				
PASSIVO												
Provisão para riscos e encargos												
Provisão para pensões e actos médicos	1 519	1 519	1 519	1 519								
Outras provisões	4 022	4 022	4 022	4 022								
	5 541	5 541	5 541	5 541								
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo												
Dívida a Instituições de Crédito												
Empresas do Grupo - empréstimos ⁽¹⁾												
Outros Credores	25 689	24 796	25 309	25 805								
Imobilizado (DL 344-B/82)												
	25 689	24 796	25 309	25 805								
Dívidas a Terceiros - Curto prazo												
Fornecedores c/c	252 160	235 690	276 899	296 491								
Empresas do Grupo - empréstimos ⁽¹⁾	228 803	202 421	198 437	202 799	950 084	1 316 472	1 654 193	1 724 144				
Dívida a Instituições de Crédito												
Estado e Outros Entes Público				728								
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente												
Outros Credores												
	480 963	438 111	475 335	500 019	950 084	1 316 472	1 654 193	1 724 144				
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Custos	222 294	229 458	244 846	258 192	101	109	115	120				
Remunerações a Liquidar	86	92	98	102	101	109	115	120				
Valor para ajustamento												
Aquisição de acessos	222 209	229 365	244 748	258 090								
Outros												
Proveitos Diferidos	225 569	232 842	248 457	262 001	273 255	417 732	540 403	586 754				
Subsídios para Investimento												
Impostos Diferidos	-2	6	6	6	273 255	417 732	540 403	586 754				
Outros	225 570	232 835	248 451	261 995								
	447 863	462 299	493 304	520 193	273 356	417 841	540 518	586 874				
Total do Passivo	960 056	930 747	999 488	1 051 558	1 223 440	1 734 313	2 194 711	2 311 018				
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	965 397	957 783	1 045 850	1 117 877	1 228 078	1 717 251	2 158 320	2 254 669				

Fonte: EDP SU

Quadro IV - 5 - N.º médio de clientes da EDP SU entre 2008 e 2011

Rubricas	2008	2009	2010	2011
Clientes MR	5 889 618	5 857 384	5 804 402	5 710 572
MAT	57	59	60	62
AT	217	221	225	230
MT	21 902	22 640	22 460	22 922
BTE	29 253	30 109	27 905	28 899
BTN (sem IP)	5 789 156	5 753 847	5 701 727	5 604 924
IP	49 034	50 508	52 025	53 535

Fonte: EDP SU

Quadro IV - 6 - N.º médio de efectivos da EDP SU entre 2008 e 2011

Rubricas	2008			2009			2010			2011		
	C	CVEE	Total	C	CVEE	Total	C	CVEE	Total	C	CVEE	Total
Nº Efectivos	8	10	18	9	10	19	9	11	20	9	11	20
Total	8	10	18	9	10	19	9	11	20	9	11	20

Fonte: EDP SU

V. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA EDA

A EDA enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas de 2009 e para a análise de desempenho para o período 2008-2011, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica;
- Balanços por actividade;
- Demonstrações de Resultados por actividade;
- N.º médio de clientes;
- N.º médio de efectivos;
- Investimentos.

Quadro V - 1 - Balanços de energia eléctrica da EDA entre 2007 e 2011

Unidade: MWh

Rubrica	2007	2008	2009	2010	2011
1 Produção das centrais (3 + ... + 8)	580 349	628 346	662 925	681 500	655 411
2 Térmica	580 349	628 346	662 925	681 500	655 411
3 Fuel	519 289	562 312	613 376	638 082	616 401
4 Gasóleo	61 060	66 034	49 549	43 418	39 010
5 Hídrica					
6 Eólica					
7 Geotérmica					
8 Outros					
9 Consumo e perdas das centrais	17 328	19 490	20 255	20 491	19 754
10 Emissão própria (1) - (9)	563 021	608 856	642 670	661 009	635 657
11 Aquisições a outros produtores do SPA (13 + ... + 18)	0	0	0	0	0
12 Térmica	0	0	0	0	0
13 Fuel					
14 Gasóleo					
15 Hídrica					
16 Eólica					
17 Geotérmica					
18 Outros					
19 Aquisições ao SIA (21 + ... + 26)	224 592	212 291	216 765	232 170	290 147
20 Térmica	48	224	210	192	175
21 Fuel	48	224	210	192	175
22 Gasóleo	0	0	0	0	0
23 Hídrica	31 259	23 670	23 670	22 020	27 319
24 Eólica	15 563	17 700	22 200	25 410	28 620
25 Geotérmica	177 520	170 382	170 382	184 254	233 748
26 Outros	202	315	303	294	285
27 Total da energia entrada na rede (10 + 11 + 19)	787 613	821 147	859 435	893 179	925 804
28 Bombagem	0	0	0	0	0
29 Emissão para a rede do SPA (27) - (28)	787 613	821 147	859 435	893 179	925 804
30 Consumos próprios	1 887	2 023	2 128	2 217	2 306
31 Compensação síncrona	0	0	0	0	0
32 Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	0	0
33 AT	0	0	0	0	0
34 MT	0	0	0	0	0
35					
36 Fornecimentos no Mercado Regulado	726 378	761 169	796 904	827 999	858 272
37 AT	0	0	0	0	0
38 MT	275 074	289 401	303 131	315 168	326 948
39 Indústria	106 419	113 171	118 777	123 598	128 222
40 Outros	168 655	176 230	184 354	191 570	198 726
41 BT	451 304	471 768	493 773	512 831	531 324
42 Domésticos	248 237	261 837	274 058	284 666	294 989
43 Indústria	18 607	19 875	20 746	21 501	22 225
44 Iluminação Pública	31 270	32 273	33 780	35 074	36 321
45 Outros	153 190	157 783	165 189	171 590	177 789
46 Energia Saída da Rede (30) + (31) + (32) + (36)	728 265	763 192	799 032	830 216	860 578
47 Perdas (29) - (46)	59 347	57 955	60 403	62 963	65 226

Fonte: EDA

Quadro V - 2 - Balanço da EDA em 2007 – Activo

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO			DISTRIBUIÇÃO			COMERCIAL			ACTIVIDADES NÃO ENERGIA			EDA - TOTAL		
	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido
ACTIVO															
Imobilizado															
Imobilizações incorpóreas															
Despesas de instalação	0		0			0			0		0				0
Despesas de investigação e de desenvolvimento	257		257			0			0		0				257
	257	0	257	0	0	0	0	0	0	0	0	0	257	0	257
Imobilizações corpóreas															
Terenos e recursos naturais	1 595		1 595			716			355		355				2 667
Edifícios e outras construções	40 961	11 267	29 694			12 456	3 157	9 299	2 426	611	1 815				56 897
Equipamento básico	201 997	68 713	133 284			232 869	70 770	162 099	6 077	3 186	2 891				440 943
Equipamento de transporte	550	487	63			3 780	3 435	345	363	351	12				4 694
Ferramentas e utensílios	2 097	1 379	718			3 309	1 730	1 578	165	82	84				5 585
Equipamento administrativo	5 334	4 780	554			6 329	5 779	550	3 929	3 571	359				16 165
Outras imobilizações corpóreas	23 554	11 121	12 433			27 259	12 946	14 313	101	53	48				50 932
Imobilizações em curso	7 702		7 702			15 506		15 506	320		320				23 528
	283 790	97 747	186 043	302 224	97 817	204 407	13 736	7 853	5 883	1 461	754	707	601 211	204 171	397 040
Investimentos financeiros															
Partes de capital em empresas do grupo	0		0			0			0		0				0
Empréstimos a empresas do grupo	0		0			0			0		0				0
Partes de capital em empresas associadas	36 284		36 284			0			0		4 022				40 306
Títulos e outras aplicações financeiras	500		500			0			0		334				834
	36 784	0	36 784	0	0	0	0	0	0	4 356	40	4 317	41 140	40	41 101
Circulante															
Existências															
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	2 724	45	2 679			1 606	9	1 597	49	0	49				4 401
	2 724	45	2 679	1 606	9	1 597	49	0	49	21	0	21	4 401	54	4 346
Dívidas de terceiros - Médio e longo prazo															
Clientes, c/c	0		0			0			0		0				1 628
Empresas do grupo	0		0			0			0		1 628				1 628
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 628	1 628	1 628	1 628	1 628	1 628
Dívidas de terceiros - Curto prazo															
Clientes, c/c	5 661		5 661			1 824			460		61				8 618
Clientes de cobrança duvidosa	0		0			0			0		0				0
Adiantamento a fornecedores	0		0			0			0		0				0
Adiantamento a fornecedores de imobilizado	0		0			0			0		0				0
Estado e outros entes públicos	1 807		1 807			1 436			188		188				3 551
Outros devedores	1 739		1 739			285			33		33				1 464
Subscritores de Capital	0		0			0			0		0				0
	9 208	0	9 208	3 545	0	3 545	682	61	621	198	198	198	13 632	61	13 572
Depósitos bancários e caixa															
Depósitos bancários	1 090		1 090			492			0		0				1 744
Caixa	0		0			492			162		1				1 744
	1 090	0	1 090	492	0	492	162	0	162	1	1	1	1 744	0	1 744
Acréscimos e diferimentos															
Acréscimos de proventos	37 846		37 846			6 331			699		699				44 887
Compensação Tarifária (1998-2003)	36 121		36 121			5 562			570		570				42 253
Valor para ajustamento	0		0			0			0		0				0
Outros proventos	1 725		1 725			769			129		11				2 634
Custos diferidos	6 942		6 942			4 509			774		46				12 271
Grandes Reparações	0		0			0			0		0				0
Impostos Diferidos	3 781		3 781			3 558			679		42				8 060
Outros Custos	3 161		3 161			952			94		4				4 211
	44 788	0	44 788	10 841	0	10 841	1 472	0	1 472	57	57	57	57 158	0	57 158
Total de amortizações		97 747				97 817			7 853		754				204 171
Total de provisões		45				9			61		40				155
Total do activo	378 640	97 792	280 849	318 708	97 827	220 881	16 101	7 914	8 187	7 722	793	6 928	721 171	204 325	516 845

Fonte: EDA

Quadro V - 3 - Balanço da EDA em 2007 - Passivo e Capitais Próprios

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	COMERCIAL	ACTIVIDADES NÃO ENERGIA	EDA - TOTAL
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO					
Capital próprio					
Capital	49 738	22 165	-4 025	2 122	70 000
Dotações para capital				0	0
Ajustamentos de partes de capital em filiais e associadas	218	97	-18	9	306
Reservas de reavaliação				1 227	1 227
Reservas				0	0
Reservas legais	2 611	1 163	-211	-1 463	2 100
Reservas estatutárias				120	120
Outras reservas				227	227
Resultados transitados	15 179	6 765	-1 228	648	21 363
Subtotal	67 745	30 190	-5 482	2 890	95 344
Resultado líquido do exercício	6 251	3 720	771	532	11 274
Total do capital próprio	73 997	33 910	-4 710	3 422	106 618
Passivo					
Provisões para riscos e encargos					
Outras provisões para riscos e encargos	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo					
Empréstimos por obrigações					
Não convertíveis	25 833	22 625	980	562	50 000
Dívidas a instituições de crédito	87 236	76 401	3 308	1 898	168 844
Outros credores	0	0	0	4	4
	113 070	99 026	4 288	2 464	218 848
Dívidas a terceiros - Curto prazo					
Empréstimos por obrigações					
Não convertíveis	0	0	0		
Dívidas a instituições de crédito	16 543	14 488	627	360	32 018
Fornecedores, c/c	8 691	3 900	1 192	-121	13 661
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência				127	127
Fornecedores de imobilizado, c/c	5 544	7 644	592	0	13 780
Estado e outros entes públicos	3 874	1 859	318	44	6 095
Outros credores	856	385	1 323	353	2 918
	35 508	28 277	4 053	763	68 600
Acréscimos e diferimentos					
Acréscimos de custos	26 241	16 914	4 494	244	47 893
Remunerações a liquidar	1 203	1 224	327	214	2 968
Valor para ajustamento	0	0	0	0	0
Outros	25 038	15 690	4 166	30	44 925
Proveitos diferidos	32 033	42 755	63	36	74 887
Subsídios para Investimento	30 368	41 297	0	0	71 665
Impostos diferidos	1 665	1 458	63	36	3 222
Outros	0	0	0	0	0
	58 274	59 669	4 557	280	122 780
Total do passivo	206 852	186 971	12 898	3 507	410 228
Total do capital próprio e do passivo	280 849	220 881	8 187	6 928	516 845

Fonte: EDA

Quadro V - 4 - Balanço da EDA em 2008 – Activo

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO			DISTRIBUIÇÃO			COMERCIAL			EDA - TOTAL		
	Activo	Amortizações e	Activo	Activo	Amortizações e	Activo	Activo	Amortizações e	Activo	Activo	Amortizações e	Activo
	bruto	provisões acumuladas	líquido	bruto	provisões acumuladas	líquido	bruto	provisões acumuladas	líquido	bruto	provisões acumuladas	líquido
ACTIVO												
Imobilizado												
Imobilizações incorpóreas												
Despesas de instalação												
Despesas de investigação e de desenvolvimento	2 333		2 333							2 333		2 333
	<u>2 333</u>		<u>2 333</u>							<u>2 333</u>		<u>2 333</u>
Imobilizações corpóreas												
Terrenos e recursos naturais	1 595		1 595	716		716	355		355	2 667		2 667
Edifícios e outras construções	41 365	12 697	28 668	12 914	3 554	9 360	3 011	772	2 239	57 290	17 023	40 268
Equipamento básico	214 757	77 025	137 731	258 680	78 854	179 826	6 601	3 480	3 121	480 038	159 360	320 679
Equipamento de transporte	562	531	31	3 786	3 686	100	344	341	4	4 693	4 558	135
Ferramentas e utensílios	2 105	1 520	585	3 298	1 752	1 546	789	299	490	6 192	3 572	2 620
Equipamento administrativo	6 595	4 098	2 496	8 869	5 538	3 331	3 482	2 112	1 370	18 946	11 749	7 197
Outras imobilizações corpóreas	23 561	11 867	11 694	27 340	13 854	13 486	106	58	48	51 007	25 779	25 228
Imobilizações em curso	17 313		17 313	8 780		8 780	472		472	26 565		26 565
	<u>307 853</u>	<u>107 738</u>	<u>200 115</u>	<u>324 384</u>	<u>107 238</u>	<u>217 146</u>	<u>15 160</u>	<u>7 062</u>	<u>8 098</u>	<u>647 398</u>	<u>222 039</u>	<u>425 358</u>
Investimentos financeiros												
Partes de capital em empresas do grupo												
Empréstimos a empresas do grupo												
Partes de capital em empresas associadas	42 241		42 241							42 241		42 241
Títulos e outras aplicações financeiras	500		500							500		500
	<u>42 741</u>		<u>42 741</u>							<u>42 741</u>		<u>42 741</u>
Circulante												
Existências												
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	4 100	45	4 055	2 157	9	2 147	8	0	8	6 264	54	6 210
	<u>4 100</u>	<u>45</u>	<u>4 055</u>	<u>2 157</u>	<u>9</u>	<u>2 147</u>	<u>8</u>	<u>0</u>	<u>8</u>	<u>6 264</u>	<u>54</u>	<u>6 210</u>
Dívidas de terceiros - Médio e longo prazo												
Clientes, c/c												
Empresas do grupo												
Dívidas de terceiros - Curto prazo												
Clientes, c/c	6 725		6 725	1 736		1 736	407	38	369	8 869	38	8 831
Clientes de cobrança duvidosa												
Adiantamento a fornecedores												
Adiantamento a fornecedores de imobilizado												
Estado e outros entes públicos	1 366		1 366	690		690	47		47	2 102		2 102
Outros devedores	1 730		1 730	257		257	31		31	2 019		2 019
Subscritores de Capital												
	<u>9 821</u>		<u>9 821</u>	<u>2 683</u>		<u>2 683</u>	<u>486</u>	<u>38</u>	<u>447</u>	<u>12 990</u>	<u>38</u>	<u>12 951</u>
Depósitos bancários e caixa												
Depósitos bancários												
Caixa	545		545	246		246	81		81	873		873
	<u>545</u>		<u>545</u>	<u>246</u>		<u>246</u>	<u>81</u>		<u>81</u>	<u>873</u>		<u>873</u>
Acréscimos e diferimentos												
Acréscimos de proveitos	37 934		37 934	8 234		8 234	263		263	46 431		46 431
Compensação Tarifária (1998-2003)	36 028		36 028	7 569		7 569	187		187	43 784		43 784
Valor para ajustamento												
Outros proveitos	1 907		1 907	665		665	75		75	2 646		2 646
Custos diferidos	6 728		6 728	4 344		4 344	728		728	11 800		11 800
Grandes Reparacões												
Impostos Diferidos	3 937		3 937	3 636		3 636	700		700	8 274		8 274
Outros Custos	2 791		2 791	708		708	27		27	3 526		3 526
	<u>44 662</u>		<u>44 662</u>	<u>12 578</u>		<u>12 578</u>	<u>990</u>		<u>990</u>	<u>58 231</u>		<u>58 231</u>
Total de amortizações		107 738			107 238			7 062			222 039	
Total de provisões		45			9			38			93	
Total do activo	<u>412 055</u>	<u>107 783</u>	<u>304 272</u>	<u>342 048</u>	<u>107 248</u>	<u>234 800</u>	<u>16 725</u>	<u>7 101</u>	<u>9 624</u>	<u>770 828</u>	<u>222 132</u>	<u>548 696</u>

Fonte: EDA

Quadro V - 5 - Balanço da EDA em 2008 - Passivo e Capitais Próprios

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	COMERCIAL	EDA - TOTAL
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio				
Capital	65 279	37 396	-3 458	99 217
Dotações para capital				0
Ajustamentos de partes de capital em filiais e associadas				0
Reservas de reavaliação				0
Reservas				0
Reservas legais				0
Reservas estatutárias				0
Outras reservas				0
Resultados transitados				0
Subtotal	65 279	37 396	-3 458	99 217
Resultado líquido do exercício	14 748	2 118	-1 267	15 599
Total do capital próprio	80 026	39 514	-4 725	114 815
Passivo				
Provisões para riscos e encargos				
Outras provisões para riscos e encargos	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	26 302	22 174	975	49 452
Dívidas a instituições de crédito	95 980	80 915	3 559	180 455
Outros credores	0	0	0	0
	122 283	103 089	4 534	229 906
Dívidas a terceiros - Curto prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	0	0	0	
Dívidas a instituições de crédito	17 953	15 135	666	33 754
Fornecedores, c/c	12 357	5 575	1 795	19 727
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência				0
Fornecedores de imobilizado, c/c	8 867	7 893	727	17 487
Estado e outros entes públicos	3 366	978	179	4 524
Outros credores	702	532	1 877	3 112
	43 246	30 114	5 245	78 604
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de custos	25 910	16 906	4 488	47 305
Remunerações a liquidar	1 398	1 402	398	3 198
Valor para ajustamento	0	0	0	0
Outros	24 512	15 504	4 090	44 107
Proveitos diferidos	32 807	45 177	82	78 066
Subsídios para Investimento	30 592	43 309	0	73 901
Impostos diferidos	2 215	1 868	82	4 165
Outros	0	0	0	0
	58 717	62 083	4 570	125 371
Total do passivo	224 245	195 286	14 349	433 881
Total do capital próprio e do passivo	304 272	234 800	9 624	548 696

Fonte: EDA

Quadro V - 6 - Balanço da EDA em 2009 – Activo

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO			DISTRIBUIÇÃO			COMERCIAL			EDA - TOTAL		
	Activo	Amortizações e	Activo	Activo	Amortizações e	Activo	Activo	Amortizações e	Activo	Activo	Amortizações e	Activo
	bruto	provisões acumuladas	líquido	bruto	provisões acumuladas	líquido	bruto	provisões acumuladas	líquido	bruto	provisões acumuladas	líquido
ACTIVO												
Imobilizado												
Imobilizações incorpóreas												
Despesas de instalação												
Despesas de investigação e de desenvolvimento	5 223		5 223									
	5 223		5 223									
Imobilizações corpóreas												
Terrenos e recursos naturais	1 595		1 595	716		716	355		355	2 667		2 667
Edifícios e outras construções	41 432	14 071	27 361	13 118	3 993	9 126	3 469	959	2 510	58 020	19 023	38 996
Equipamento básico	248 585	86 998	161 586	279 153	87 006	192 146	6 950	3 782	3 169	534 688	177 787	356 901
Equipamento de transporte	390	374	16	4 227	4 195	32	77	76	0	4 694	4 645	49
Ferramentas e utensílios	2 094	1 651	444	3 689	1 979	1 709	837	326	511	6 620	3 956	2 664
Equipamento administrativo	8 467	4 736	3 731	9 528	5 343	4 185	4 705	2 544	2 161	22 699	12 623	10 077
Outras imobilizações corpóreas	23 570	12 628	10 942	27 334	14 746	12 588	103	62	41	51 007	27 436	23 570
Imobilizações em curso	20 631		20 631	9 062		9 062	58		58	29 751		29 751
	346 764	120 458	226 306	346 827	117 263	229 564	16 554	7 749	8 805	710 145	245 470	464 676
Investimentos financeiros												
Partes de capital em empresas do grupo												
Empréstimos a empresas do grupo												
Partes de capital em empresas associadas	48 505		48 505							48 505		48 505
Títulos e outras aplicações financeiras	500		500							500		500
	49 005		49 005							49 005		49 005
Circulante												
Existências												
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	4 646	45	4 601	2 224	9	2 215	8	0	8	6 879	54	6 825
	4 646	45	4 601	2 224	9	2 215	8	0	8	6 879	54	6 825
Dívidas de terceiros - Médio e longo prazo												
Clientes, c/c												
Empresas do grupo												
Dívidas de terceiros - Curto prazo												
Clientes, c/c	6 807		6 807	2 087		2 087	370	40	330	9 264	40	9 225
Clientes de cobrança duvidosa												
Adiantamento a fornecedores												
Adiantamento a fornecedores de imobilizado	1 424		1 424	1 195		1 195	56		56	2 676		2 676
Estado e outros entes públicos	1 728		1 728	249		249	30		30	2 007		2 007
Outros devedores												
Subscritores de Capital												
	9 959		9 959	3 531		3 531	457	40	417	13 947	40	13 907
Depósitos bancários e caixa												
Depósitos bancários												
Caixa	614		614	276		276	90		90	980		980
	614		614	276		276	90		90	980		980
Acréscimos e diferimentos												
Acréscimos de proveitos	34 251		34 251	10 373		10 373	70		70	44 695		44 695
Compensação Tarifária (1998-2003)	32 140		32 140	9 606		9 606				41 746		41 746
Valor para ajustamento												
Outros proveitos	2 111		2 111	768		768	70		70	2 949		2 949
Custos diferidos	4 809		4 809	3 085		3 085	466		466	8 361		8 361
Grandes Reparacões												
Impostos Diferidos	2 692		2 692	2 360		2 360	464		464	5 516		5 516
Outros Custos	2 117		2 117	726		726	3		3	2 845		2 845
	39 060		39 060	13 459		13 459	536		536	53 055		53 055
Total de amortizações		120 458			117 263			7 749			245 470	
Total de provisões		45			9			40			94	
Total do activo	455 272	120 503	334 769	366 317	117 272	249 045	17 645	7 789	9 857	839 235	245 564	593 671

Fonte: EDA

Quadro V - 7 - Balanço da EDA em 2009 - Passivo e Capitais Próprios

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	COMERCIAL	EDA - TOTAL
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio				
Capital	77 991	34 498	2 914,21	109 575
Dotações para capital				
Ajustamentos de partes de capital em filiais e associadas				
Reservas de reavaliação				
Reservas				
Reservas legais				
Reservas estatutárias				
Outras reservas				
Resultados transitados				
Subtotal	77 991	34 498	2 914,21	109 575
Resultado líquido do exercício	7 798	6 735	2 436,73	12 096
Total do capital próprio	85 789	41 233	5 350,94	121 671
Passivo				
Provisões para riscos e encargos				
Outras provisões para riscos e encargos				
Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	27 602	20 878	906	49 386
Dívidas a instituições de crédito	133 539	101 012	4 382	238 933
Outros credores				
	161 141	121 891	5 288	288 319
Dívidas a terceiros - Curto prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis				
Dívidas a instituições de crédito	9 005	6 811	295	16 111
Fornecedores, c/c	14 014	6 301	2 012	22 328
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência				
Fornecedores de imobilizado, c/c	14 499	7 823	588	22 910
Estado e outros entes públicos	442,03	2 097	244	1 900
Outros credores	713	546	1 905	3 164
	37 790	23 579	5 045	66 413
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de custos	16 116	15 456	4 800	36 372
Remunerações a liquidar	1 490	1 473	410	3 373
Valor para ajustamento				
Outros	14 626	13 983	4 390	32 999
Proveitos diferidos	33 934	46 887	75	80 896
Subsídios para Investimento	31 637	45 150		76 786
Impostos diferidos	2 297	1 737	75	4 110
Outros				
	50 050	62 343	4 875	117 268
Total do passivo	248 980	207 813	15 208	472 000
Total do capital próprio e do passivo	334 769	249 045	9 857	593 671

Fonte: EDA

Quadro V - 8 - Balanço da EDA em 2010 – Activo

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO			DISTRIBUIÇÃO			COMERCIAL			EDA - TOTAL		
	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido
ACTIVO												
Imobilizado												
Imobilizações incorpóreas												
Despesas de instalação												
Despesas de investigação e de desenvolvimento	7 515		7 515							7 515		7 515
	7 515		7 515							7 515		7 515
Imobilizações corpóreas												
Terrenos e recursos naturais	1 595		1 595	716		716	355		355	2 667		2 667
Edifícios e outras construções	41 474	15 465	26 009	13 286	4 503	8 783	3 471	1 067	2 405	58 231	21 034	37 197
Equipamento básico	281 251	98 186	183 065	300 149	95 759	204 390	7 311	4 092	3 219	588 711	198 037	390 675
Equipamento de transporte	395	392	3	4 223	4 222	0	76	76	0	4 694	4 690	4
Ferramentas e utensílios	2 109	1 782	326	4 056	2 183	1 873	894	367	528	7 059	4 332	2 727
Equipamento administrativo	9 485	5 196	4 289	10 531	5 743	4 788	4 737	2 499	2 238	24 754	13 438	11 316
Outras imobilizações corpóreas	23 798		23 798	27 105	15 496	11 609	103	67	36	51 006	15 564	35 443
Imobilizações em curso	31 255	13 504	17 751	6 327		6 327				37 583	13 504	24 079
	391 363	134 524	256 839	366 393	127 907	238 486	16 948	8 168	8 781	774 704	270 599	504 105
Investimentos financeiros												
Partes de capital em empresas do grupo												
Empréstimos a empresas do grupo												
Partes de capital em empresas associadas	55 418		55 418							55 418		55 418
Títulos e outras aplicações financeiras	500		500							500		500
	55 918		55 918							55 918		55 918
Circulante												
Existências												
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	4 820	45	4 775	1 910	9	1 900	7	0	7	6 737	54	6 682
	4 820	45	4 775	1 910	9	1 900	7	0	7	6 737	54	6 682
Dívidas de terceiros - Médio e longo prazo												
Clientes, c/c												
Empresas do grupo												
Dívidas de terceiros - Curto prazo												
Clientes, c/c	7 194		7 194	1 951		1 951	436	41	395	9 581	41	9 539
Clientes de cobrança duvidosa												
Adiantamento a fornecedores												
Adiantamento a fornecedores de imobilizado	1 292		1 292	924		924	87		87	2 303		2 303
Estado e outros entes públicos	1 723		1 723	239		239	33		33	1 995		1 995
Outros devedores												
Subscritores de Capital												
	10 209		10 209	3 115		3 115	566	41	515	13 879	41	13 838
Depósitos bancários e caixa												
Depósitos bancários												
Caixa	589		589	265		265	87		87	940		940
	589		589	265		265	87		87	940		940
Acréscimos e diferimentos												
Acréscimos de proveitos	16 253		16 253	4 098		4 098	245		245	20 596		20 596
Compensação Tarifária (1998-2003)	13 844		13 844	3 332		3 332	158		158	17 334		17 334
Valor para ajustamento												
Outros proveitos	2 409		2 409	766		766	87		87	3 262		3 262
Custos diferidos	4 552		4 552	2 882		2 882	494		494	7 928		7 928
Grandes Reparacões												
Impostos Diferidos	2 904		2 904	2 394		2 394	467		467	5 765		5 765
Outros Custos	1 648		1 648	489		489	27		27	2 163		2 163
	20 806		20 806	6 980		6 980	739		739	28 525		28 525
Total de amortizações		134 524			127 907			8 168			270 599	
Total de provisões		45			9			41			96	
Total do activo	491 219	134 569	356 650	378 663	127 916	250 746	18 337	8 209	10 128	888 218	270 695	617 524

Fonte: EDA

Quadro V - 9 - Balanço da EDA em 2010 - Passivo e Capitais Próprios

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	COMERCIAL	EDA - TOTAL
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio				
Capital	76 110	42 771	-2 580	116 301
Dotações para capital				0
Ajustamentos de partes de capital em filiais e associadas				0
Reservas de reavaliação				0
Reservas				0
Reservas legais				0
Reservas estatutárias				0
Outras reservas				0
Resultados transitados				0
Subtotal	76 110	42 771	-2 580	116 301
Resultado líquido do exercício	11 807	6 663	-371	18 099
Total do capital próprio	87 917	49 434	-2 951	134 400
Passivo				
Provisões para riscos e encargos				
Outras provisões para riscos e encargos	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	29 245	19 470	571	49 286
Dívidas a instituições de crédito	144 317	96 080	2 818	243 216
Outros credores				0
	173 562	115 550	3 390	292 502
Dívidas a terceiros - Curto prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	0			
Dívidas a instituições de crédito	9 162	6 099	179	15 440
Fornecedores, c/c	14 556	6 538	2 091	23 186
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência				0
Fornecedores de imobilizado, c/c	16 966	7 105	346	24 417
Estado e outros entes públicos	2 342	1 016	264	3 621
Outros credores	730	552	1 936	3 218
	43 756	21 311	4 816	69 883
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de custos	16 944	16 012	4 826	37 782
Remunerações a liquidar	1 572	1 528	426	3 526
Valor para ajustamento				0
Outros	15 372	14 484	4 400	34 256
Proveitos diferidos	34 471	48 440	47	82 958
Subsídios para Investimento	32 066	46 838	0	78 904
Impostos diferidos	2 405	1 601	47	4 054
Outros				0
	51 415	64 451	4 873	120 739
Total do passivo	268 733	201 312	13 079	483 124
Total do capital próprio e do passivo	356 650	250 746	10 128	617 524

Fonte: EDA

Quadro V - 10 - Balanço da EDA em 2011 – Activo

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO			DISTRIBUIÇÃO			COMERCIAL			EDA - TOTAL		
	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido	Activo bruto	Amortizações e provisões acumuladas	Activo líquido
ACTIVO												
Imobilizado												
Imobilizações incorpóreas												
Despesas de instalação												
Despesas de investigação e de desenvolvimento	10 320		10 320							10 320		10 320
	10 320		10 320							10 320		10 320
Imobilizações corpóreas												
Terrenos e recursos naturais	1 595		1 595	716		716	355		355	2 667		2 667
Edifícios e outras construções	41 687	16 895	24 792	12 563	4 708	7 855	4 038	1 346	2 692	58 288	22 949	35 339
Equipamento básico	317 034	110 630	206 404	317 131	105 119	212 012	7 682	4 415	3 267	641 847	220 164	421 683
Equipamento de transporte	984	984	0	3 592	3 592	0	113	113	0	4 688	4 688	0
Ferramentas e utensílios	2 047	1 860	187	4 518	2 433	2 085	947	391	556	7 512	4 684	2 828
Equipamento administrativo	9 951	5 492	4 459	11 134	6 120	5 014	4 766	2 541	2 225	25 851	14 154	11 698
Outras imobilizações corpóreas	23 867	14 282	9 585	27 053	16 329	10 724	90	62	29	51 011	30 672	20 338
Imobilizações em curso				7 781		7 781				7 781		7 781
	397 165	150 143	247 022	384 488	138 301	246 187	17 991	8 867	9 124	799 644	297 311	502 332
Investimentos financeiros												
Partes de capital em empresas do grupo												
Empréstimos a empresas do grupo												
Partes de capital em empresas associadas	64 324		64 324							64 324		64 324
Títulos e outras aplicações financeiras	500		500							500		500
	64 824		64 824							64 824		64 824
Circulante												
Existências												
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	4 983	45	4 938	2 094	9	2 084	8	0	8	7 084	54	7 030
	4 983	45	4 938	2 094	9	2 084	8	0	8	7 084	54	7 030
Dívidas de terceiros - Médio e longo prazo												
Clientes, c/c												
Empresas do grupo												
Dívidas de terceiros - Curto prazo												
Clientes, c/c	7 440		7 440	1 982		1 982	484	43	442	9 906	43	9 863
Clientes de cobrança duvidosa												
Adiantamento a fornecedores												
Adiantamento a fornecedores de imobilizado												
Estado e outros entes públicos	635		635	452		452	56		56	1 143		1 143
Outros devedores	1 720		1 720	232		232	32		32	1 985		1 985
Subscritores de Capital												
	9 796		9 796	2 666		2 666	572	43	529	13 033	43	12 991
Depósitos bancários e caixa												
Depósitos bancários												
Caixa	341		341	153		153	50		50	545		545
	341		341	153		153	50		50	545		545
Acréscimos e diferimentos												
Acréscimos de proveitos	13 820		13 820	3 436		3 436	343		343	17 598		17 598
Compensação Tarifária (1998-2003)	11 206		11 206	2 624		2 624	239		239	14 069		14 069
Valor para ajustamento												
Outros proveitos	2 613		2 613	812		812	104		104	3 529		3 529
Custos diferidos	4 108		4 108	2 867		2 867	520		520	7 496		7 496
Grandes Reparações												
Impostos Diferidos	3 009		3 009	2 514		2 514	491		491	6 014		6 014
Outros Custos	1 099		1 099	353		353	30		30	1 482		1 482
	17 928		17 928	6 303		6 303	863		863	25 094		25 094
Total de amortizações		150 143			138 301			8 867			297 311	
Total de provisões		45			9			43			97	
Total do activo	505 356	150 188	355 168	395 704	138 311	257 393	19 484	8 910	10 574	920 544	297 409	623 136

Fonte: EDA

Quadro V - 11 - Balanço da EDA em 2011 - Passivo e Capitais Próprios

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	COMERCIAL	EDA - TOTAL
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio				
Capital	88 078	44 589	-3 669	128 999
Dotações para capital				0
Ajustamentos de partes de capital em filiais e associadas				0
Reservas de reavaliação				0
Reservas				0
Reservas legais				0
Reservas estatutárias				0
Outras reservas				0
Resultados transitados				0
Subtotal	88 078	44 589	-3 669	128 999
Resultado líquido do exercício	12 294	7 463	390	20 147
Total do capital próprio	100 372	52 052	-3 279	149 146
Passivo				
Provisões para riscos e encargos				
Outras provisões para riscos e encargos	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	28 838	19 734	620	49 192
Dívidas a instituições de crédito	143 364	98 106	3 082	244 553
Outros credores	0			0
	172 202	117 841	3 702	293 745
Dívidas a terceiros - Curto prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	0			
Dívidas a instituições de crédito	10 193	6 975	219	17 388
Fornecedores, c/c	15 722	7 067	2 262	25 051
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência				0
Fornecedores de imobilizado, c/c	1 039	4 686	250	5 975
Estado e outros entes públicos	1 970	1 630	356	3 956
Outros credores	745	561	1 970	3 276
	29 669	20 919	5 058	55 646
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de custos	17 670	16 746	5 043	39 459
Remunerações a liquidar	1 643	1 596	446	3 686
Valor para ajustamento				0
Outros	16 027	15 149	4 597	35 773
Proveitos diferidos	35 254	49 835	50	85 140
Subsídios para Investimento	32 908	48 230	0	81 138
Impostos diferidos	2 346	1 606	50	4 002
Outros				0
	52 925	66 581	5 094	124 599
Total do passivo	254 796	205 341	13 853	473 990
Total do capital próprio e do passivo	355 168	257 393	10 574	623 136

Fonte: EDA

Quadro V - 14 - Demonstração de resultados da EDA, por actividade, em 2009

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica				Comercialização de Energia Eléctrica			Total das actividades reguladas
		AT	MT	BT	Total da Distribuição	MT	BT	Total da Comercialização	
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	139 635	1 259	18 706	27 911	47 876	-358	5 483	5 841	193 352
Vendas									
De energia eléctrica	68 581	439	7 505	10 392	18 336	329	4 562	4 891	91 808
Compensação tarifária	68 473	446	7 863	12 156	20 464	-61	-277	-338	88 599
Ajustamento	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prestações de serviços	0	0	0	498	498	0	391	391	889
Variação da produção	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui enc. Financeiros)	2 417	354	2 964	4 561	7 879	83	734	817	11 113
Proveitos suplementares	78	14	154	202	370	1	14	15	462
Subsídios à exploração	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	87	5	220	103	329	5	59	64	480
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	129 692	881	12 623	21 625	35 129	494	7 236	7 730	172 551
Custo das mercadorias vendidas e consumidas									
Compras de Energia Eléctrica	18 750				0			0	18 750
Combustíveis	79 041				0			0	79 041
Materiais Diversos	2 015	5	1 896	4 576	6 477	38	596	635	9 127
Fornecimentos e serviços externos	4 809	412	2 367	3 058	5 837	141	2 891	3 032	13 678
Custos com o pessoal	12 260	222	4 334	7 562	12 118	178	3 197	3 374,681	27 752
Amortizações	12 539	231	3 724	6 243	10 198	120	515	635	23 372
Provisões	45	0	4	6	9	15	26	40	94
Impostos	230	4	196	68	268	1	12	13	511
Outros custos e perdas operacionais	5	5	103	112	221	0	1	1	226
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	9 943	378	6 083	6 286	12 747	-136	-1 753	-1 889	20 801
Proveitos e ganhos financeiros (D1)	7 543				0			0	7 543
Encargos financeiros imputados ao investimento (D2)					0			0	0
Custos e perdas financeiras (E)	8 789	227	2 834	2 827	5 888	51	190	231	14 908
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D1 + D2) - (E)	-1 245	-227	-2 834	-2 827	-5 888	-51	-190	-231	-7 365
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	8 697	151	3 249	3 459	6 859	-187	-1 933	-2 120	13 436
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	1 862	56	1 000	1 633	2 688	0	3	3	4 583
Custos e perdas extraordinários (I)	55	2	19	27	48	1	10	10	114
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	1 807	54	981	1 605	2 640	-1	-7	-7	4 439
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	10 504	206	4 229	5 064	9 499	-187	-1 940	-2 127	17 875
IRC (L)	2 705				0			0	2 705
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	7 798	206	4 229	5 064	9 499	-187	-1 940	-2 127	15 170

Fonte: EDA

Quadro V - 17 - Número de clientes da EDA por nível de tensão, 2007-2011

	2007	2008	2009	2010	2011
MAT	0	0	0	0	0
AT	0	0	0	0	0
MT	627	636	646	656	667
BTE	0	0	0	0	0
BT	113 368	117 183	119 285	121 431	123 591
TOTAL	113 995	117 819	119 931	122 087	124 258

Fonte: EDA

Quadro V - 18 - Número de efectivos da EDA, por actividade, 2006-2011

	2007	2008	2009	2010	2011
Nº DE EFECTIVOS	664	663	674	674	674
AGS	278	278	280	280	280
DEE	300	301	309	309	309
CEE	86	84	85	85	85

Fonte: EDA

Quadro V - 19 - Investimentos da EDA, 2007 a 2011

Unidade: 10³ EUR

Designação	2007	2008	2009	2010	2011
<u>CENTROS PRODUTORES</u>	10 273	21 840	34 439	40 334	3 355
APROVEITAMENTOS DE RECURSOS ENDÓGENOS					
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	10 273	21 840	34 439	40 334	3 355
<u>DISTRIBUIÇÃO AT/MT</u>	7 297	10 473	12 408	12 026	9 757
CENTROS DE CONTROLO E TELEMEDIDA	366	604	1 423	347	698
SUBESTAÇÕES	1 979	2 997	3 352	5 491	1 491
POSTOS DE SECCIONAMENTO	250	388	654	163	272
LINHAS DE TRANSPORTE	782	848	1 229	816	500
LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO	3 921	5 636	5 751	5 209	6 796
<u>DISTRIBUIÇÃO BT</u>	6 570	6 288	6 044	4 826	5 368
POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO	1 692	2 418	2 314	1 431	1 706
REDES URBANAS	791	598	1 217	735	635
REDES RURAIS	3 266	2 669	1 842	1 969	2 316
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	73	33	53	55	56
INSTALAÇÕES DE CHEGADAS	747	571	617	636	655
<u>COMERCIAL MT</u>	261	316	81	83	86
EQUIPAMENTOS DE CONTAGEM E DE MEDIDA	261	316	81	83	86
OUTROS EQUIPAMENTOS MT	0	0	0	0	0
<u>COMERCIAL BT</u>	624	802	680	700	721
CONTADORES E ACESSÓRIOS	624	802	680	700	721
OUTROS EQUIPAMENTOS BT	0	0	0	0	0
<u>OUTRAS IMOBILIZAÇÕES</u>	3 651	6 290	3 826	1 242	1 000
ESTUDOS, PROJECTOS E OUTROS	2 889	5 275	3 148	242	0
AQUISIÇÕES DIRECTAS	762	1 015	679	1 000	1 000
Total	28 676	46 009	57 479	59 213	20 288

Fonte: EDA

VI. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA EEM

A EEM enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas de 2009 e para a análise de desempenho para o período 2008-2011, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica;
- Balanços por actividade;
- Demonstrações de Resultados por actividade;
- N.º médio de clientes;
- N.º médio de efectivos;
- Investimentos.

Quadro VI - 1 - Balanços de energia eléctrica da EEM entre 2007 e 2011

		Unidade: MWh				
	Rubrica	2007	2008	2009	2010	2011
1	Produção das centrais (3 + ... + 8)	683 125	729 637	735 382	625 285	622 407
2	Térmica	619 706	652 937	634 682	524 585	513 707
3	Fuel	614 984	647 637	631 982	524 085	513 207
4	Gasóleo	4 722	5 300	2 700	500	500
5	Hídrica	62 760	76 000	100 000	100 000	108 000
6	Éolica	659	700	700	700	700
7	Geotérmica					
8	Outros					
9	Consumo e perdas das centrais	17 593	18 141	17 957	15 308	15 186
10	Emissão própria (1) - (9)	665 533	711 496	717 425	609 978	607 221
11	Aquisições a outros produtores do SEPM (13 + ... + 18)	201 485	203 000	210 000	332 000	377 000
12	Térmica	201 485	203 000	210 000	332 000	377 000
13	Fuel	201 485	203 000	210 000	332 000	377 000
14	Gasóleo					
15	Hídrica					
16	Éolica					
17	Geotérmica					
18	Outros					
19	Aquisições a produtores em regime especial (21 + ... + 26)	54 919	55 100	80 600	106 100	106 100
20	Térmica					
21	Fuel					
22	Gasóleo					
23	Hídrica	3 552	4 000	4 000	4 000	4 000
24	Éolica	13 261	13 100	38 600	64 100	64 100
25	Geotérmica					
26	Outros	38 106	38 000	38 000	38 000	38 000
27	Aquisições ao SENVM (29 + ... + 34)	0	0	0	0	0
28	Térmica					
29	Fuel					
30	Gasóleo					
31	Hídrica					
32	Éolica					
33	Geotérmica					
34	Outros					
35	Total da energia entrada na rede (10 + 11 + 19 + 27)	921 936	969 596	1 008 025	1 048 078	1 090 321
36	Bombagem	1 369	3 000	2 000	1 000	500
37	Emissão para a rede do SEPM (35) - (36)	920 568	966 596	1 006 025	1 047 078	1 089 821
38	Consumos próprios	902	947	985	1 025	1 067
39	Compensação síncrona	0	0	0	0	0
40	Fornecimentos SENVM	0	0	0	0	0
41	AT					
42	MT					
43						
44	Fornecimentos SEPM	839 749	881 737	917 729	955 203	994 223
45	AT					
46	MT	174 349	183 067	190 540	198 320	206 421
47	Indústria	48 990	51 439	53 539	55 725	58 001
48	Outros	125 360	131 628	137 001	142 595	148 420
49	BT	665 400	698 670	727 189	756 883	787 802
50	Domésticos	254 107	266 812	277 703	289 043	300 850
51	Indústria	31 229	32 790	34 128	35 522	36 973
52	Iluminação Pública	78 548	83 411	86 816	90 361	94 052
53	Outros	301 516	315 657	328 542	341 957	355 926
54	Energia Saída da Rede (38) + (39) + (40) + (44)	840 651	882 684	918 714	956 229	995 290
55	Perdas (37) - (54)	79 916	83 912	87 311	90 849	94 531

Fonte: EEM

Quadro VI - 2 - Balanços de energia eléctrica da EEM entre 2007 e 2011

Unidade: EUR

Rubricas	2007											
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema			Distribuição de Energia Eléctrica			Comercialização de Energia Eléctrica			Total das actividades da EEM		
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido
IMOBILIZADO												
Imobilizações Incorpóreas	16 403 789	9 537 113	6 866 676	1 787 181	1 692 313	94 868	548 979	539 975	9 004	18 739 948	11 769 401	6 970 548
Imobilizações Corpóreas em exploração	333 531 053	178 923 620	154 607 433	253 528 104	118 604 831	134 923 273	18 696 002	12 002 548	6 693 454	605 755 159	309 530 999	296 224 160
Imobilizado em Curso	5 189 878		5 189 878	10 678 037		10 678 037	106 783		106 783	15 974 698		15 974 698
Investimento Financeiro	2 955 326		2 955 326	3 263 887		3 263 887	1 228 296		1 228 296	7 447 509		7 447 509
	358 080 046	188 460 733	169 619 313	269 257 209	120 297 144	148 960 065	20 580 059	12 542 522	8 037 537	647 917 314	321 300 399	326 616 915
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos	5 290 015	181 271	5 108 744	4 937 063		4 937 063	2 637		2 637	10 229 715		10 048 444
Matérias Primas	6 310 801	73 902	6 236 899							6 310 801		6 236 899
	11 600 816	255 173	11 345 643	4 937 063		4 937 063	2 637		2 637	16 540 516	255 173	16 285 343
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazo												
Protocolos com Entidades Oficiais	30 328 333		30 328 333	12 509 414		12 509 414	3 507 645		3 507 645	46 345 392		46 345 392
	30 328 333		30 328 333	12 509 414		12 509 414	3 507 645		3 507 645	46 345 392		46 345 392
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	46 420 095		46 420 095	18 828 656		18 828 656	4 060 176		4 060 176	69 308 927		69 308 927
Clientes Cobrança Duvidosa	5 582 715	5 438 487	144 228	2 409 925	2 342 169	67 756	653 906	634 023	19 883	8 646 546	8 414 678	231 868
Accionistas	4 673 372		4 673 372	1 207 392		1 207 392	396 891		396 891	6 277 655		6 277 655
Estado e Outros Entes Públicos	3 160 098		3 160 098	965 572		965 572	40 474		40 474	4 166 144		4 166 144
Outros Devedores	1 031 491	71 368	960 123	1 618 461		1 618 461	622 215		622 215	3 272 166	71 368	3 200 798
	60 867 771	5 509 855	55 357 916	25 030 006	2 342 169	22 687 837	5 773 662	634 023	5 139 639	91 671 439	8 486 047	83 185 392
Títulos Negociáveis	0		0	0		0	0		0	0		0
Depósitos Bancários e Caixa	487 909		487 909	289 052		289 052	33 956		33 956	810 917		810 917
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Proveitos												
Compensação Tarifária (1998-2002)	54 898 279		54 898 279	16 596 508		16 596 508	3 121 794		3 121 794	74 616 581		74 616 581
Valor para ajustamento	27 286 662		27 286 662	11 254 828		11 254 828	3 155 859		3 155 859	41 697 348		41 697 348
Outros Proveitos	22 968 309		22 968 309	3 612 253		3 612 253	-368 850		-368 850			26 211 712
Outros Custos	4 643 308		4 643 308	1 729 428		1 729 428	334 785		334 785	6 707 521		6 707 521
Custos Diferidos	3 334 580		3 334 580	3 783 101		3 783 101	1 188 478		1 188 478	8 306 160		8 306 160
Grandes Reparações												
Impostos diferidos												
Outros Custos	3 334 580		3 334 580	3 783 101		3 783 101	1 188 478		1 188 478	8 306 160		8 306 160
	58 232 859		58 232 859	20 379 610		20 379 610	4 310 272		4 310 272	82 922 741		82 922 741
TOTAL DO ACTIVO	519 597 734	194 225 761	325 371 973	332 402 354	122 639 313	209 763 041	34 208 232	13 176 545	21 031 686	886 208 319	330 041 619	556 166 700

Fonte: EEM

Quadro VI - 3 - Balanço da EEM em 2007 – Capitais Próprios e Passivo

Unidade: EUR

Rubricas	2007			
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades da EEM
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	65 606 098	39 639 848	-4 492	105 241 454
Resultado Líquido do Exercício	1 340 305	3 249 915	-32 467	4 557 753
Total do Capital Próprio	66 946 403	42 889 763	-36 959	109 799 207
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	9 010 077	15 188 118	5 838 895	30 037 091
Outras provisões	22 997	6 066 407	14 903	6 104 307
	9 033 075	21 254 524	5 853 799	36 141 398
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	155 399 185	102 156 693	10 148 874	267 704 752
Outros Credores				
	155 399 185	102 156 693	10 148 874	267 704 752
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	31 547 852	4 130 626	329 228	36 007 706
Dívida a Instituições de Crédito	17 631 551	11 590 672	1 151 489	30 373 712
Estado e Outros Entes Públicos	262 031	441 701	2 197 625	2 901 358
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	2 339 476	6 201 888	103 850	8 645 214
Outros Credores	4 524 273	1 027 113	387 638	5 939 024
	56 305 184	23 392 001	4 169 830	83 867 014
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	3 469 949	9 446 933	856 266	13 773 148
Remunerações a Liquidar	1 114 745	1 879 105	722 400	3 716 250
Valor para ajustamento				
Outros	2 355 204	7 567 828	133 866	10 056 898
Proveitos Diferidos	34 218 177	10 623 128	39 877	44 881 182
Subsídios para Investimento	33 171 185	10 082 140	13 022	43 266 347
Impostos Diferidos	646 991	540 988	26 855	1 214 835
Outros	400 000			400 000
	37 688 126	20 070 061	896 143	58 654 330
Total do Passivo	258 425 570	166 873 279	21 068 645	446 367 494
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	325 371 973	209 763 041	21 031 686	556 166 700

Fonte: EEM

Quadro VI - 4 - Balanço da EEM em 2008 – Activo

Unidade: EUR

Rubricas	2008											
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema			Distribuição de Energia Eléctrica			Comercialização de Energia Eléctrica			Total das actividades da EEM		
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido
IMOBILIZADO												
Imobilizações Incorpóreas	15 052 452	10 420 919	4 631 533	2 024 140	1 833 838	190 303	557 839	547 350	10 488	17 634 431	12 802 108	4 832 324
Imobilizações Corpóreas	344 283 149	189 629 590	154 653 559	279 196 151	129 339 750	149 856 402	21 024 059	13 452 542	7 571 517	644 503 359	332 421 881	312 081 478
Imobilizado em Curso	4 379 239		4 379 239	12 997 182		12 997 182	51 677		51 677	17 428 098		17 428 098
Investimento Financeiro	3 136 903		3 136 903	3 471 350		3 471 350	1 334 333		1 334 333	7 942 585		7 942 585
	366 851 743	200 050 509	166 801 234	297 688 823	131 173 587	166 515 236	22 967 907	13 999 892	8 968 015	687 508 473	345 223 989	342 284 485
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos	5 289 909	181 271	5 108 637	4 937 101		4 937 101	2 705		2 705	10 229 715		10 048 444
Matérias Primas	6 310 801	73 902	6 236 899							6 310 801		6 236 899
	11 600 710	255 173	11 345 537	4 937 101		4 937 101	2 705		2 705	16 540 516	255 173	16 285 343
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazo Protocolos com Entidades Oficiais	28 692 338		28 692 338	11 834 621		11 834 621	3 318 433		3 318 433	43 845 392		43 845 392
	28 692 338		28 692 338	11 834 621		11 834 621	3 318 433		3 318 433	43 845 392		43 845 392
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	48 475 639		48 475 639	17 913 249		17 913 249	3 704 071		3 704 071	70 092 959		70 092 959
Clientes Cobrança Duvidosa	6 204 983	5 743 106	461 876	2 639 872	2 454 735	185 137	701 454	657 299	44 155	9 546 309	8 855 141	691 168
Accionistas	4 657 362		4 657 362	1 213 164		1 213 164	407 129		407 129	6 277 655		6 277 655
Estado e Outros Entes Públicos	3 159 497		3 159 497	965 789		965 789	40 858		40 858	4 166 144		4 166 144
Outros Devedores	1 006 393	71 368	935 024	1 627 509		1 627 509	638 264		638 264	3 272 166	71 368	3 200 798
	63 503 874	5 814 474	57 689 400	24 359 584	2 454 735	21 904 848	5 491 776	657 299	4 834 477	93 355 234	8 926 509	84 428 725
Títulos Negociáveis												
Depósitos Bancários e Caixa	459 653		459 653	318 473		318 473	32 792		32 792	810 917		810 917
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Proveitos	59 714 909		59 714 909	23 473 331		23 473 331	5 255 215		5 255 215	88 443 455		88 443 455
Compensação Tarifária (1998-2002)	27 286 662		27 286 662	11 254 828		11 254 828	3 155 859		3 155 859	41 697 348		41 697 348
Valor para ajustamento	27 226 071		27 226 071	10 387 564		10 387 564	1 741 352		1 741 352	39 354 987		39 354 987
Outros Proveitos	5 202 176		5 202 176	1 830 939		1 830 939	358 004		358 004	7 391 119		7 391 119
Custos Diferidos	2 734 767		2 734 767	3 160 107		3 160 107	933 282		933 282	6 828 156		6 828 156
Grandes Reparações												
Impostos diferidos												
Outros Custos	2 734 767		2 734 767	3 160 107		3 160 107	933 282		933 282	6 828 156		6 828 156
	62 449 676		62 449 676	26 633 438		26 633 438	6 188 497		6 188 497	95 271 611		95 271 611
TOTAL DO ACTIVO	533 557 993	206 120 157	327 437 836	365 772 040	133 628 323	232 143 718	38 002 110	14 657 191	23 344 919	937 332 144	354 405 671	582 926 473

Fonte: EEM

Quadro VI - 5 - Balanço da EEM em 2008 – Capitais Próprios e Passivo

Unidade: EUR

Rubricas	2008			
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades da EEM
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	66 946 403	42 889 763	-36 959	109 799 207
Resultado Líquido do Exercício	-382 318	2 897 975	-589 948	1 925 709
Total do Capital Próprio	66 564 085	45 787 737	-626 907	111 724 915
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	8 774 548	15 273 034	5 989 509	30 037 091
Outras provisões	22 396	6 066 623	15 288	6 104 307
	8 796 944	21 339 657	6 004 796	36 141 398
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	145 247 458	105 552 046	11 197 915	261 997 418
Outros Credores				
	145 247 458	105 552 046	11 197 915	261 997 418
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	31 543 516	4 132 189	332 001	36 007 706
Dívida a Instituições de Crédito	36 083 016	26 221 706	2 781 835	65 086 558
Estado e Outros Entes Públicos	285 567	497 059	2 222 746	3 005 372
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	2 337 384	6 202 643	105 188	8 645 214
Outros Credores	2 578 940	967 428	366 518	3 912 887
	72 828 423	38 021 026	5 808 288	116 657 737
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	3 410 202	10 373 404	925 457	14 709 063
Remunerações a Liquidar	1 166 394	2 030 232	796 181	3 992 807
Valor para ajustamento				
Outros	2 243 808	8 343 171	129 276	10 716 256
Proveitos Diferidos	30 590 724	11 069 848	35 371	41 695 942
Subsídios para Investimento	29 853 764	10 564 032	9 811	40 427 607
Impostos Diferidos	536 959	505 816	25 559	1 068 335
Outros	200 000			200 000
	34 000 926	21 443 252	960 827	56 405 005
Total do Passivo	260 873 751	186 355 980	23 971 826	471 201 558
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	327 437 836	232 143 718	23 344 919	582 926 473

Fonte: EEM

Quadro VI - 6 - Balanço da EEM em 2009 – Activo

Unidade: EUR

Rubricas	2009											
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema			Distribuição de Energia Eléctrica			Comercialização de Energia Eléctrica			Total das actividades da EEM		
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido
IMOBILIZADO												
Imobilizações Incorpóreas	15 107 452	11 295 885	3 811 567	2 194 140	2 001 444	192 696	557 839	554 726	3 113	17 859 431	13 852 055	4 007 376
Imobilizações Corpóreas	350 332 851	200 250 430	150 082 421	308 416 922	141 366 295	167 050 628	22 676 840	15 025 710	7 651 130	681 426 613	356 642 434	324 784 179
Imobilizado em Curso	17 374 500		17 374 500	11 981 910		11 981 910	34 981		34 981	29 391 391		29 391 391
Investimento Financeiro	3 405 750		3 405 750	3 705 439		3 705 439	1 448 381		1 448 381	8 559 570		8 559 570
	386 220 553	211 546 314	174 674 239	326 298 412	143 367 739	182 930 673	24 718 042	15 580 436	9 137 606	737 237 007	370 494 489	366 742 517
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos	5 289 913	181 271	5 108 641	4 937 068		4 937 068	2 734		2 734	10 229 715	181 271	10 048 444
Matérias Primas	6 310 801	73 902	6 236 899							6 310 801	73 902	6 236 899
	11 600 714	255 173	11 345 541	4 937 068		4 937 068	2 734		2 734	16 540 516	255 173	16 285 343
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazo												
Protocolos com Entidades Oficiais	27 056 343		27 056 343	11 159 829		11 159 829	3 129 221		3 129 221	41 345 392		41 345 392
	27 056 343		27 056 343	11 159 829		11 159 829	3 129 221		3 129 221	41 345 392		41 345 392
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	44 878 180		44 878 180	17 240 607		17 240 607	3 543 530		3 543 530	65 662 316		65 662 316
Clientes Cobrança Duvidosa	6 452 309	6 055 560	396 749	2 734 887	2 574 769	160 117	720 983	681 970	39 013	9 908 179	9 312 300	595 879
Accionistas	4 657 962		4 657 962	1 208 193		1 208 193	411 500		411 500	6 277 655		6 277 655
Estado e Outros Entes Públicos	3 159 520		3 159 520	965 603		965 603	41 022		41 022	4 166 144		4 166 144
Outros Devedores	1 007 333	71 368	935 965	1 619 716		1 619 716	645 117		645 117	3 272 166	71 368	3 200 798
	60 155 304	6 126 928	54 028 376	23 769 005	2 574 769	21 194 236	5 362 151	681 970	4 680 181	89 286 461	9 383 668	79 902 793
Títulos Negociáveis												
Depósitos Bancários e Caixa	451 976		451 976	326 374		326 374	32 567		32 567	810 917		810 917
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acrescimos de Proveitos	61 926 120		61 926 120	18 136 613		18 136 613	4 230 582		4 230 582	84 293 315		84 293 315
Compensação Tarifária (1998-2002)	27 286 662		27 286 662	11 254 828		11 254 828	3 155 859		3 155 859	41 697 348		41 697 348
Valor para ajustamento	29 152 147		29 152 147	5 051 527		5 051 527	726 241		726 241	34 929 915		34 929 915
Outros Proveitos	5 487 311		5 487 311	1 830 258		1 830 258	348 482		348 482	7 666 051		7 666 051
Custos Diferidos	2 251 788		2 251 788	2 438 723		2 438 723	659 641		659 641	5 350 152		5 350 152
Grandes Reparções												
Impostos diferidos	2 251 788		2 251 788	2 438 723		2 438 723	659 641		659 641	5 350 152		5 350 152
Outros Custos												
	64 177 908		64 177 908	20 575 336		20 575 336	4 890 224		4 890 224	89 643 467		89 643 467
TOTAL DO ACTIVO	549 662 797	217 928 416	331 734 381	387 066 024	146 268 882	241 123 516	38 134 939	16 262 406	21 872 533	974 863 760	380 459 704	594 730 430

Fonte: EEM

Quadro VI - 7 - Balanço da EEM em 2009 – Capitais Próprios e Passivo

Unidade: EUR

Rubricas	2009			
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades da EEM
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	66 564 085	45 787 737	-626 907	111 724 915
Resultado Líquido do Exercício	-932 386	3 702 298	-418 042	2 351 871
Total do Capital Próprio	65 631 699	49 490 035	-1 044 949	114 076 786
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	8 783 373	15 199 903	6 053 815	30 037 091
Outras provisões	58 067	6 128 127	40 022	6 226 216
	8 841 440	21 328 030	6 093 837	36 263 307
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	143 474 710	102 974 665	9 648 711	256 098 085
Outros Credores				
	143 474 710	102 974 665	9 648 711	256 098 085
Dividas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	31 543 678	4 130 843	333 185	36 007 706
Dívida a Instituições de Crédito	46 766 246	33 565 068	3 145 042	83 476 356
Estado e Outros Entes Públicos	293 642	508 157	2 230 207	3 032 007
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	2 337 463	6 201 993	105 759	8 645 214
Outros Credores	2 548 790	993 339	370 758	3 912 887
	83 489 819	45 399 401	6 184 950	135 074 170
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	3 422 055	10 733 893	961 340	15 117 288
Remunerações a Liquidar	1 208 511	2 091 366	832 949	4 132 825
Valor para ajustamento				
Outros	2 213 544	8 642 527	128 391	10 984 462
Proveitos Diferidos	26 874 659	11 197 493	28 643	38 100 795
Subsídios para Investimento	26 431 484	10 715 875	6 601	37 153 960
Impostos Diferidos	443 175	481 618	22 042	946 835
Outros	0			0
	30 296 714	21 931 386	989 983	53 218 083
Total do Passivo	266 102 682	191 633 481	22 917 481	480 653 644
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	331 734 381	241 123 516	21 872 533	594 730 430

Fonte: EEM

Quadro VI - 8 - Balanço da EEM em 2010 – Activo

Unidade: EUR

Rubricas	2010											
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema			Distribuição de Energia Eléctrica			Comercialização de Energia Eléctrica			Total das actividades da EEM		
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido
IMOBILIZADO												
Imobilizações Incorpóreas	15 162 452	12 135 557	3 026 895	2 374 120	2 197 104	177 016	557 839	557 685	154	18 094 411	14 890 346	3 204 064
Imobilizações Corpóreas	354 766 277	210 789 441	143 976 836	332 324 146	154 087 849	178 236 297	24 312 116	16 657 014	7 655 102	711 402 540	381 534 304	329 868 236
Imobilizado em Curso	40 901 880		40 901 880	14 082 536		14 082 536	0		0	54 984 416		54 984 416
Investimento Financeiro	3 666 440		3 666 440	3 952 715		3 952 715	1 557 400		1 557 400	9 176 555		9 176 555
	414 497 049	222 924 998	191 572 051	352 733 517	156 284 953	196 448 564	26 427 356	17 214 699	9 212 656	793 657 922	396 424 651	397 233 272
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos	5 289 902	181 271	5 108 630	4 937 063		4 937 063	2 750		2 750	10 229 715		10 048 444
Matérias Primas	6 310 801	73 902	6 236 899							6 310 801		6 236 899
	11 600 703	255 173	11 345 530	4 937 063		4 937 063	2 750		2 750	16 540 516	255 173	16 285 343
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazo												
Protocolos com Entidades Oficiais	25 420 348		25 420 348	10 485 036		10 485 036	2 940 009		2 940 009	38 845 392		38 845 392
	25 420 348		25 420 348	10 485 036		10 485 036	2 940 009		2 940 009	38 845 392		38 845 392
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	41 892 740		41 892 740	15 756 357		15 756 357	3 150 946		3 150 946	60 800 043		60 800 043
Clientes Cobrança Duvidosa	6 711 569	6 382 516	329 053	2 832 397	2 697 741	134 656	740 483	706 562	33 921	10 284 449	9 786 819	497 630
Accionistas	4 656 316		4 656 316	1 207 368		1 207 368	413 971		413 971	6 277 655		6 277 655
Estado e Outros Entes Públicos	3 159 458		3 159 458	965 572		965 572	41 115		41 115	4 166 144		4 166 144
Outros Devedores	1 004 753	71 368	933 385	1 618 422		1 618 422	648 991		648 991	3 272 166	71 368	3 200 798
	57 424 836	6 453 884	50 970 952	22 380 115	2 697 741	19 682 374	4 995 506	706 562	4 288 944	84 800 458	9 858 187	74 942 270
Títulos Negociáveis												
Depósitos Bancários e Caixa	447 825		447 825	333 432		333 432	29 660		29 660	810 917		810 917
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Proveitos	32 989 484		32 989 484	13 148 075		13 148 075	3 511 713		3 511 713	49 649 272		49 649 272
Compensação Tarifária (1998-2002)	27 286 662		27 286 662	11 254 828		11 254 828	3 155 859		3 155 859	41 697 348		41 697 348
Valor para ajustamento	0		0	0		0	0		0	0		0
Outros Proveitos	5 702 822		5 702 822	1 893 248		1 893 248	355 854		355 854	7 951 924		7 951 924
Custos Diferidos	1 779 221		1 779 221	1 722 306		1 722 306	370 622		370 622	3 872 149		3 872 149
Grandes Reparações												
Impostos diferidos												
Outros Custos	1 779 221		1 779 221	1 722 306		1 722 306	370 622		370 622	3 872 149		3 872 149
	34 768 705		34 768 705	14 870 381		14 870 381	3 882 335		3 882 335	53 521 421		53 521 421
TOTAL DO ACTIVO	544 159 466	229 634 056	314 525 411	405 739 545	158 982 694	246 756 851	38 277 615	17 921 261	20 356 354	988 176 627	406 538 011	581 638 615

Fonte: EEM

Quadro VI - 9 - Balanço da EEM em 2010 – Capitais Próprios e Passivo

Unidade: EUR

Rubricas	2010			
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades da EEM
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	65 631 699	49 490 035	-1 044 949	114 076 786
Resultado Líquido do Exercício	-998 741	4 480 632	-359 778	3 122 113
Total do Capital Próprio	64 632 958	53 970 668	-1 404 727	117 198 899
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	8 759 161	15 187 757	6 090 172	30 037 091
Outras provisões	93 457	6 189 688	64 980	6 348 125
	8 852 618	21 377 445	6 155 152	36 385 215
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	135 982 071	105 160 458	8 857 471	250 000 000
Outros Credores				
	135 982 071	105 160 458	8 857 471	250 000 000
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	31 543 233	4 130 619	333 854	36 007 706
Dívida a Instituições de Crédito	41 426 929	32 037 127	2 698 428	76 162 484
Estado e Outros Entes Públicos	306 871	532 093	2 241 183	3 080 147
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	2 337 247	6 201 885	106 082	8 645 214
Outros Credores	2 569 393	980 645	362 849	3 912 887
	78 183 673	43 882 369	5 742 396	127 808 438
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	3 443 811	11 110 733	983 702	15 538 246
Remunerações a Liquidar	1 246 632	2 161 570	866 773	4 274 975
Valor para ajustamento				
Outros	2 197 179	8 949 163	116 929	11 263 272
Proveitos Diferidos	23 430 280	11 255 177	22 360	34 707 816
Subsídios para Investimento	23 066 013	10 813 079	3 390	33 882 481
Impostos Diferidos	364 267	442 098	18 969	825 335
Outros	0			0
	26 874 091	22 365 910	1 006 061	50 246 063
Total do Passivo	249 892 453	192 786 183	21 761 081	464 439 716
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	314 525 411	246 756 851	20 356 354	581 638 615

Fonte: EEM

Quadro VI - 10 - Balanço da EEM em 2011 – Activo

Unidade: EUR

Rubricas	2011											
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema			Distribuição de Energia Eléctrica			Comercialização de Energia Eléctrica			Total das actividades da EEM		
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido
IMOBILIZADO												
Imobilizações Incorpóreas	15 217 452	12 768 629	2 448 823	2 544 120	2 370 444	173 676	557 839	557 691	148	18 319 411	15 696 764	2 622 647
Imobilizações Corpóreas	413 529 226	224 206 430	189 322 796	360 441 343	167 825 126	192 616 218	25 798 092	18 196 013	7 602 079	799 768 662	410 227 568	389 541 093
Imobilizado em Curso	10 704 716		10 704 716	9 896 129		9 896 129	0		0	20 600 845		20 600 845
Investimento Financeiro	3 926 284		3 926 284	4 199 544		4 199 544	1 667 713		1 667 713	9 793 541		9 793 541
	443 377 678	236 975 059	206 402 619	377 081 137	170 195 570	206 885 567	28 023 643	18 753 704	9 269 940	848 482 458	425 924 332	422 558 126
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos	5 289 891	181 271	5 108 619	4 937 057		4 937 057	2 767		2 767	10 229 715	181 271	10 048 444
Matérias Primas	6 310 801	73 902	6 236 899							6 310 801	73 902	6 236 899
	11 600 692	255 173	11 345 519	4 937 057		4 937 057	2 767		2 767	16 540 516	255 173	16 285 343
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazo												
Protocolos com Entidades Oficiais	23 784 353		23 784 353	9 810 243		9 810 243	2 750 797		2 750 797	36 345 392		36 345 392
	23 784 353		23 784 353	9 810 243		9 810 243	2 750 797		2 750 797	36 345 392		36 345 392
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	38 456 536		38 456 536	14 261 761		14 261 761	2 760 153		2 760 153	55 478 450		55 478 450
Clientes Cobrança Duvidosa	6 982 782	6 723 957	258 825	2 932 978	2 824 366	108 612	759 949	731 068	28 880	10 675 708	10 279 391	396 317
Accionistas	4 654 658		4 654 658	1 206 530		1 206 530	416 466		416 466	6 277 655		6 277 655
Estado e Outros Entes Públicos	3 159 396		3 159 396	965 540		965 540	41 208		41 208	4 166 144		4 166 144
Outros Devedores	1 002 154	71 368	930 786	1 617 110		1 617 110	652 903		652 903	3 272 166	71 368	3 200 798
	54 255 527	6 795 325	47 460 201	20 983 919	2 824 366	18 159 553	4 630 678	731 068	3 899 610	79 870 124	10 350 760	69 519 364
Títulos Negociáveis												
Depósitos Bancários e Caixa	433 331		433 331	349 113		349 113	28 473		28 473	810 917		810 917
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Proveitos	33 212 066		33 212 066	13 214 900		13 214 900	3 519 567		3 519 567	49 946 533		49 946 533
Compensação Tarifária (1998-2002)	27 286 662		27 286 662	11 254 828		11 254 828	3 155 859		3 155 859	41 697 348		41 697 348
Valor para ajustamento	0		0	0		0	0		0	0		0
Outros Proveitos	5 925 404		5 925 404	1 960 072		1 960 072	363 708		363 708	8 249 184		8 249 184
Custos Diferidos	1 279 363		1 279 363	1 030 718		1 030 718	84 064		84 064	2 394 145		2 394 145
Grandes Reparações												
Impostos diferidos												
Outros Custos	1 279 363		1 279 363	1 030 718		1 030 718	84 064		84 064	2 394 145		2 394 145
	34 491 429		34 491 429	14 245 619		14 245 619	3 603 631		3 603 631	52 340 678		52 340 678
TOTAL DO ACTIVO	567 943 008	244 025 558	323 917 451	427 407 088	173 369 049	254 387 152	39 039 990	19 484 772	19 555 218	1 034 390 086	436 879 378	597 859 821

Fonte: EEM

Quadro VI - 11 - Balanço da EEM em 2011 – Capitais Próprios e Passivo

Unidade: EUR

Rubricas	2011			
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades da EEM
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	64 632 958	53 970 668	-1 404 727	117 198 899
Resultado Líquido do Exercício	-164 256	5 008 842	-339 713	4 504 873
Total do Capital Próprio	64 468 702	58 979 510	-1 744 440	121 703 772
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	8 734 772	15 175 441	6 126 878	30 037 091
Outras provisões	128 648	6 251 148	90 238	6 470 034
	8 863 420	21 426 589	6 217 116	36 507 124
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	129 379 714	108 706 752	8 580 201	246 666 667
Outros Credores				
	129 379 714	108 706 752	8 580 201	246 666 667
Dividas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	31 542 783	4 130 392	334 530	36 007 706
Dívida a Instituições de Crédito	36 450 043	30 625 866	2 417 293	69 493 202
Estado e Outros Entes Públicos	331 148	575 324	2 260 098	3 166 570
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	2 337 031	6 201 776	106 408	8 645 214
Outros Credores	2 584 794	972 898	355 195	3 912 887
	73 245 799	42 506 256	5 473 523	121 225 578
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	3 426 131	11 535 229	1 014 361	15 975 720
Remunerações a Liquidar	1 286 092	2 234 404	902 110	4 422 605
Valor para ajustamento				
Outros	2 140 039	9 300 825	112 251	11 553 115
Proveitos Diferidos	44 533 685	11 232 818	14 456	55 780 959
Subsídios para Investimento	44 189 503	10 886 809	812	55 077 124
Impostos Diferidos	344 182	346 009	13 644	703 835
Outros	0			0
	47 959 816	22 768 046	1 028 818	71 756 680
Total do Passivo	259 448 748	195 407 642	21 299 658	476 156 049
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	323 917 451	254 387 152	19 555 218	597 859 821

Fonte: EEM

Quadro VI - 12 - Demonstração de resultados da EEM por actividade em 2007

Unidade: EUR

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades reguladas
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	102 406 115	56 769 188	9 748 936	168 924 239
Vendas				
De energia eléctrica	70 393 911	25 936 122	5 078 654	101 408 686
Convergência tarifária	29 018 651	8 570 039	2 494 014	40 082 704
Ajustamento	-2 159 382	4 572 049	938 635	3 351 303
Materiais diversos				
Prestações de serviços		77 037	116 827	193 864
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa	3 214 447	17 486 584	947 179	21 648 209
Proveitos suplementares		127 357	173 627	309 826
Subsídios à exploração				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	98 442 112	50 150 681	9 573 127	158 165 920
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	24 654 736			24 654 736
Materiais diversos	4 082 480	7 286 142	568 627	11 937 248
Combustíveis, lubrificantes e outros	43 724 628			43 724 628
Fornecimentos e serviços externos	2 246 877	9 940 078	1 465 776	13 652 730
Custos com o pessoal	9 637 148	16 245 159	6 245 263	32 127 569
Amortizações	11 317 633	9 685 267	1 230 409	22 233 308
Provisões	267 198	108 379	23 371	398 948
Impostos	473 334	6 708 699	32 942	7 214 975
Outros custos e perdas operacionais	2 038 079	176 958	6 740	2 221 778
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	3 964 003	6 618 507	175 809	10 758 319
Proveitos e ganhos financeiros (D)	2 210 325	1 249 928	294 021	3 754 275
Custos e perdas financeiras (E)	9 800 178	5 878 948	706 802	16 385 929
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-7 589 853	-4 629 020	-412 781	-12 631 654
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-3 625 850	1 989 486	-236 971	-1 873 335
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	5 230 145	1 892 660	206 315	7 329 119
Custos e perdas extraordinários (I)	10 697	18 056	7 946	36 698
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	5 219 448	1 874 604	198 369	7 292 421
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	1 593 598	3 864 090	-38 603	5 419 086
IRC (L)	253 294	614 175	-6 136	861 333
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	1 340 305	3 249 915	-32 467	4 557 753

Fonte: EEM

Quadro VI - 13 - Demonstração de resultados da EEM por actividade em 2008

Unidade: EUR

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades reguladas
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	120 134 085	61 912 254	10 267 554	192 313 893
Vendas				
De energia eléctrica	79 095 462	27 425 699	5 440 152	111 961 313
Compensação tarifária	12 026 000	11 812 000	2 983 000	26 821 000
Ajustamento	28 359 307	4 914 143	706 490	33 979 940
Materiais diversos				
Prestações de serviços		79 116	119 981	199 098
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa	653 315	17 565 806	890 612	19 109 733
Proveitos suplementares		115 490	127 319	242 809
Subsídios à exploração				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	115 615 047	52 741 267	10 395 550	178 751 864
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	29 715 116			29 715 116
Materiais diversos	2 178 522	7 009 332	579 477	9 767 331
Combustíveis, lubrificantes e outros	59 361 529			59 361 529
Fornecimentos e serviços externos	1 885 850	9 213 766	1 412 217	12 511 832
Custos com o pessoal	10 083 659	17 551 680	6 883 108	34 518 448
Amortizações	11 589 776	10 876 444	1 457 370	23 923 590
Provisões	304 620	112 566	23 276	440 462
Impostos	457 961	7 404 941	32 671	7 895 573
Outros custos e perdas operacionais	38 014	572 538	7 431	617 983
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	4 519 038	9 170 987	-127 996	13 562 029
Proveitos e ganhos financeiros (D)	1 059 575	388 971	118 414	1 566 960
Custos e perdas financeiras (E)	9 942 467	6 926 006	731 064	17 599 536
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-8 882 891	-6 537 035	-612 650	-16 032 576
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-4 363 853	2 633 952	-740 646	-2 470 547
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	3 885 956	988 517	3 210	4 877 683
Custos e perdas extraordinários (I)				
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	3 885 956	988 517	3 210	4 877 683
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	-477 897	3 622 468	-737 435	2 407 136
IRC (L)	-95 579	724 494	-147 487	481 427
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	-382 318	2 897 975	-589 948	1 925 709

Fonte: EEM

Quadro VI - 14 - Demonstração de resultados da EEM por actividade em 2009

Unidade: EUR

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades reguladas
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	125 415 565	65 076 312	11 053 720	201 545 597
Vendas				
De energia eléctrica	83 517 264	27 394 382	5 293 758	116 205 403
Compensação tarifária	41 435 299	20 607 966	4 572 354	66 615 619
Ajustamento				
Materiais diversos				
Prestações de serviços		81 174	123 101	204 274
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa	463 002	16 874 298	933 878	18 271 178
Proveitos suplementares	0	118 493	130 629	249 122
Subsídios à exploração				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	120 046 561	54 174 064	10 906 129	185 126 754
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	33 894 629			33 894 629
Materiais diversos	2 243 733	6 946 662	602 592	9 792 987
Combustíveis, lubrificantes e outros	59 263 819			59 263 819
Fornecimentos e serviços externos	1 913 750	8 443 913	1 456 446	11 814 109
Custos com o pessoal	10 447 766	18 080 188	7 200 975	35 728 930
Amortizações	11 495 805	12 194 152	1 580 544	25 270 501
Provisões	312 454	120 034	24 671	457 159
Impostos	462 021	7 689 474	33 291	8 184 786
Outros custos e perdas operacionais	12 583	699 642	7 611	719 835
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	5 369 004	10 902 248	147 591	16 418 843
Proveitos e ganhos financeiros (D)	266 881	250 382	99 722	616 985
Custos e perdas financeiras (E)	10 423 648	7 562 914	773 075	18 759 637
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-10 156 766	-7 312 532	-673 353	-18 142 652
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-4 787 762	3 589 716	-525 762	-1 723 809
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	3 622 280	1 038 157	3 210	4 663 647
Custos e perdas extraordinários (I)				
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	3 622 280	1 038 157	3 210	4 663 647
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	-1 165 482	4 627 873	-522 552	2 939 838
IRC (L)	-233 096	925 575	-104 510	587 968
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	-932 386	3 702 298	-418 042	2 351 871

Fonte: EEM

Quadro VI - 15 - Demonstração de resultados da EEM por actividade em 2010

Unidade: EUR

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades reguladas
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	135 935 559	68 556 438	11 429 191	215 921 189
Vendas				
De energia eléctrica	86 855 007	28 348 169	5 415 209	120 618 386
Compensação tarifária	48 780 241	22 665 856	4 786 543	76 232 640
Ajustamento	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de serviços	0	83 203	126 178	209 381
Variação da produção	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa	300 311	17 337 754	967 365	18 605 431
Proveitos suplementares	0	121 455	133 895	255 350
Subsídios à exploração	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	130 502 023	56 584 128	11 276 986	198 363 136
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	53 012 732			53 012 732
Materiais diversos	2 289 397	7 163 515	605 664	10 058 576
Combustíveis, lubrificantes e outros	50 382 339			50 382 339
Fornecimentos e serviços externos	1 852 467	9 383 371	1 480 214	12 716 052
Custos com o pessoal	10 777 329	18 687 116	7 493 387	36 957 832
Amortizações	11 378 684	12 917 214	1 634 263	25 930 161
Provisões	326 956	122 972	24 592	474 520
Impostos	469 222	7 984 020	31 077	8 484 319
Outros custos e perdas operacionais	12 897	325 920	7 789	346 606
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	5 433 536	11 972 311	152 205	17 558 052
Proveitos e ganhos financeiros (D)	266 483	250 182	100 321	616 985
Custos e perdas financeiras (E)	10 313 917	7 714 498	705 459	18 733 875
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-10 047 434	-7 464 317	-605 138	-18 116 890
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-4 613 898	4 507 994	-452 933	-558 837
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	3 365 472	1 092 797	3 210	4 461 479
Custos e perdas extraordinários (I)	0	0	0	0
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	3 365 472	1 092 797	3 210	4 461 479
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	-1 248 427	5 600 791	-449 723	3 902 641
IRC (L)	-249 685	1 120 158	-89 945	780 528
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	-998 741	4 480 632	-359 778	3 122 113

Fonte: EEM

Quadro VI - 16 - Demonstração de resultados da EEM por actividade em 2011

Unidade: EUR

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades reguladas
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	146 006 778	70 322 065	11 684 384	228 013 226
Vendas				
De energia eléctrica	90 329 129	29 338 459	5 539 576	125 207 164
Compensação tarifária	55 304 635	24 670 407	4 913 040	84 888 082
Ajustamento				
Materiais diversos				
Prestações de serviços		85 283	129 333	214 616
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa	373 014	16 103 424	965 192	17 441 631
Proveitos suplementares	0	124 492	137 242	261 734
Subsídios à exploração				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	140 970 093	57 358 202	11 534 585	209 862 879
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	60 101 774			60 101 774
Materiais diversos	2 345 632	6 635 788	608 813	9 590 233
Combustíveis, lubrificantes e outros	50 637 861			50 637 861
Fornecimentos e serviços externos	1 896 252	8 804 681	1 524 826	12 225 760
Custos com o pessoal	11 118 465	19 316 773	7 798 885	38 234 122
Amortizações	14 050 061	13 910 616	1 539 004	29 499 682
Provisões	341 441	126 625	24 506	492 572
Impostos	465 387	8 299 438	30 579	8 795 404
Outros custos e perdas operacionais	13 220	264 281	7 971	285 471
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	5 036 685	12 963 863	149 799	18 150 347
Proveitos e ganhos financeiros (D)	266 081	249 979	100 926	616 985
Custos e perdas financeiras (E)	9 974 594	8 069 059	677 944	18 721 597
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-9 708 514	-7 819 080	-577 018	-18 104 612
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-4 671 829	5 144 783	-427 220	45 735
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	4 466 509	1 116 270	2 578	5 585 357
Custos e perdas extraordinários (I)				
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	4 466 509	1 116 270	2 578	5 585 357
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	-205 319	6 261 052	-424 642	5 631 091
IRC (L)	-41 064	1 252 210	-84 928	1 126 218
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	-164 256	5 008 842	-339 713	4 504 873

Fonte: EEM

Quadro VI - 17 - Número médio de clientes da EEM por nível de tensão

Rubrica	2007	2008	2009	2010	2011
Clientes SEPM	131 626	134 787	138 017	141 324	144 710
AT	0	0	0	0	0
MT	213	220	220	220	220
BT (sem IP)	129 740	132 854	136 043	139 308	142 651
IP	1 673	1 713	1 754	1 796	1 839
Clientes SENVM	0	0	0	0	0
AT	0	0	0	0	0
MT	0	0	0	0	0

Fonte: EEM

Quadro VI - 18 - Número de efectivos da EEM por actividade

Rubricas	2007				2008				2009				2010				2011			
	AGS	DEE	CEE	Total	AGS	DEE	CEE	Total	AGS	DEE	CEE	Total	AGS	DEE	CEE	Total	AGS	DEE	CEE	Total
Departamentos específicos	194	337	150	681	191	337	153	681	192	337	156	685	192	336	158	686	191	335	159	685
Departamentos comuns	53	98	36	187	48	100	38	186	47	97	37	181	46	97	36	179	46	97	36	179
Total	247	435	186	868	239	437	191	867	239	434	193	866	238	433	194	865	237	432	195	864

Fonte: EEM

Quadro VI - 19 - Investimentos da EEM por actividade em 2007

Unidade: EUR

Activo Bruto	Investimentos em 2007											
	AGS			DEE			CEE			TOTAL		
	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais
IMOBILIZADO INCORPÓREO	2 236 457		2 236 457	38 724		38 724					2 275 181	2 275 181
IMOBILIZADO CORPÓREO	9 070 010		9 070 010	26 819 527		26 819 527	1 349 149		1 349 149	37 238 685		37 238 685
Terrenos e Recursos Naturais	19 993		19 993	1 872		1 872				21 865		21 865
Edifícios e Outras Construções	254 968		254 968	189 420		189 420	23 932		23 932	468 321		468 321
Equipamento Básico	7 731 546		7 731 546							7 731 546		7 731 546
Aproveitamentos endógenos	1 320 706		1 320 706							1 320 706		1 320 706
Hídricos	1 320 706		1 320 706							1 320 706		1 320 706
Geotérmicos												
Eólicos												
Outros												
Centrais térmicas	6 350 539		6 350 539							6 350 539		6 350 539
Outros Equipamentos Básicos	60 301		60 301							60 301		60 301
Distribuição em MT				16 840 790		16 840 790	32 900		32 900	16 873 690		16 873 690
Subestações				5 678 022		5 678 022				5 678 022		5 678 022
Linhas				10 224 716		10 224 716				10 224 716		10 224 716
Postos de Corte e Seccionamento				185 441		185 441				185 441		185 441
Centros de Controlo e Telemedida				724 611		724 611				724 611		724 611
Equipas de Contagem e Medida							32 900		32 900	32 900		32 900
Outros Equipamentos Básicos				28 000		28 000				28 000		28 000
Distribuição em BT				6 858 586		6 858 586	723 840		723 840	7 582 426		7 582 426
Postos de Transformação				2 491 064		2 491 064				2 491 064		2 491 064
Redes Urbanas												
Redes Rurais				3 502 267		3 502 267				3 502 267		3 502 267
Chegadas Aéreas												
Chegadas Subterrâneas												
Iluminação Pública				640 256		640 256				640 256		640 256
Equipas de Contagem e Medida							723 840		723 840	723 840		723 840
Outros Equipamentos Básicos				224 999		224 999				224 999		224 999
Equipamento de Transporte	8 436		8 436	44 731		44 731	6 797		6 797	59 964		59 964
Ferramentas e Utensílios	26 689		26 689	46 953		46 953	2 420		2 420	76 062		76 062
Equipamento Administrativo	215 967		215 967	2 568 635		2 568 635	500 292		500 292	3 284 894		3 284 894
Diferenças Câmbio												
Outro Imobilizado Corpóreo	812 411		812 411	268 540		268 540	58 967		58 967	1 139 918		1 139 918
TOTAL	11 306 467		11 306 467	26 858 251		26 858 251	1 349 149		1 349 149	39 513 866		39 513 866

Fonte: EEM

Quadro VI - 20 - Investimentos da EEM por actividade em 2008

Unidade: EUR

Activo Bruto	Investimentos em 2008											
	AGS			DEE			CEE			TOTAL		
	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais
IMOBILIZADO INCORPÓREO	128 500		128 500	135 175		135 175					263 675	263 675
IMOBILIZADO CORPÓREO	11 007 642		11 007 642	28 088 977		28 088 977	2 281 811		2 281 811	41 378 430		41 378 430
Terrenos e Recursos Naturais												
Edifícios e Outras Construções	1 135 833		1 135 833	623 217		623 217	11 950		11 950	1 771 000		1 771 000
Equipamento Básico	9 422 648		9 422 648							9 422 648		9 422 648
Aproveitamentos endógenos	1 712 296		1 712 296							1 712 296		1 712 296
Hídricos	1 712 296		1 712 296							1 712 296		1 712 296
Geotérmicos												
Eólicos												
Outros												
Centrais térmicas	7 553 152		7 553 152							7 553 152		7 553 152
Outros Equipamentos Básicos	157 200		157 200							157 200		157 200
Distribuição em MT				17 995 948		17 995 948	60 425		60 425	18 056 373		18 056 373
Subestações				5 976 278		5 976 278				5 976 278		5 976 278
Linhas				9 245 295		9 245 295				9 245 295		9 245 295
Postos de Corte e Seccionamento				1 647 575		1 647 575				1 647 575		1 647 575
Centros de Controlo e Telemedida				1 126 800		1 126 800				1 126 800		1 126 800
Equipas de Contagem e Medida							60 425		60 425	60 425		60 425
Outros Equipamentos Básicos												
Distribuição em BT				6 858 464		6 858 464	1 119 946		1 119 946	7 978 410		7 978 410
Postos de Transformação				2 831 300		2 831 300				2 831 300		2 831 300
Redes Urbanas												
Redes Rurais				3 480 914		3 480 914				3 480 914		3 480 914
Chegadas Aéreas												
Chegadas Subterrâneas												
Iluminação Pública				546 250		546 250				546 250		546 250
Equipas de Contagem e Medida							1 119 946		1 119 946	1 119 946		1 119 946
Outros Equipamentos Básicos												
Equipamento de Transporte												
Ferramentas e Utensílios	26 969		26 969	51 304		51 304	21 727		21 727	100 000		100 000
Equipamento Administrativo	193 637		193 637	2 340 360		2 340 360	623 003		623 003	3 157 000		3 157 000
Diferenças Câmbio												
Outro Imobilizado Corpóreo	228 556		228 556	219 685		219 685	444 759		444 759	893 000		893 000
TOTAL	11 136 142		11 136 142	28 224 152		28 224 152	2 281 811		2 281 811	41 642 105		41 642 105

Fonte: EEM

Quadro VI - 21 - Investimentos da EEM por actividade em 2009

Unidade: EUR

Activo Bruto	Investimentos em 2009											
	AGS			DEE			CEE			TOTAL		
	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais
IMOBILIZADO INCORPÓREO	55 000		55 000	170 000		170 000				225 000		225 000
IMOBILIZADO CORPÓREO	19 044 963		19 044 963	28 205 499		28 205 499	1 636 086		1 636 086	48 886 548		48 886 548
Terrenos e Recursos Naturais												
Edifícios e Outras Construções	867 635		867 635	107 737		107 737	45 628		45 628	1 021 000		1 021 000
Equipamento Básico	17 767 400		17 767 400							17 767 400		17 767 400
Aproveitamentos endógenos	13 038 000		13 038 000							13 038 000		13 038 000
Hídricos	13 038 000		13 038 000							13 038 000		13 038 000
Geotérmicos												
Eólicos												
Outros												
Centrais térmicas	4 315 000		4 315 000							4 315 000		4 315 000
Outros Equipamentos Básicos	414 400		414 400							414 400		414 400
Distribuição em MT				19 300 998		19 300 998	45 254		45 254	19 346 252		19 346 252
Subestações				8 417 370		8 417 370				8 417 370		8 417 370
Linhas				9 171 028		9 171 028				9 171 028		9 171 028
Postos de Corte e Seccionamento				290 000		290 000				290 000		290 000
Centros de Controlo e Telemedida				1 422 600		1 422 600				1 422 600		1 422 600
Equipas de Contagem e Medida							45 254		45 254	45 254		45 254
Outros Equipamentos Básicos												
Distribuição em BT				7 684 950		7 684 950	824 946		824 946	8 509 896		8 509 896
Postos de Transformação				3 404 200		3 404 200				3 404 200		3 404 200
Redes Urbanas												
Redes Rurais				3 685 250		3 685 250				3 685 250		3 685 250
Chegadas Aéreas												
Chegadas Subterrâneas												
Iluminação Pública				595 500		595 500				595 500		595 500
Equipas de Contagem e Medida							824 946		824 946	824 946		824 946
Outros Equipamentos Básicos												
Equipamento de Transporte												
Ferramentas e Utensílios	47 196		47 196	89 781		89 781	38 023		38 023	175 000		175 000
Equipamento Administrativo	310 143		310 143	909 991		909 991	609 866		609 866	1 830 000		1 830 000
Diferenças Câmbio												
Outro Imobilizado Corpóreo	52 589		52 589	112 042		112 042	72 369		72 369	237 000		237 000
TOTAL	19 099 963		19 099 963	28 375 499		28 375 499	1 636 086		1 636 086	49 111 548		49 111 548

Fonte: EEM

Quadro VI - 22 - Investimentos da EEM por actividade em 2010

Unidade: EUR

Activo Bruto	Investimentos em 2010											
	AGS			DEE			CEE			TOTAL		
	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais
IMOBILIZADO INCORPÓREO	55 000		55 000	170 000		170 000				225 000		225 000
IMOBILIZADO CORPÓREO	27 960 807		27 960 807	26 017 829		26 017 829	1 600 294		1 600 294	55 578 931		55 578 931
Terrenos e Recursos Naturais												
Edifícios e Outras Construções	276 468		276 468	135 954		135 954	57 578		57 578	470 000		470 000
Equipamento Básico	27 457 800		27 457 800							27 457 800		27 457 800
Aproveitamentos endógenos	22 550 000		22 550 000							22 550 000		22 550 000
Hídricos	22 550 000		22 550 000							22 550 000		22 550 000
Geotérmicos												
Eólicos												
Outros												
Centrais térmicas	4 595 000		4 595 000							4 595 000		4 595 000
Outros Equipamentos Básicos	312 800		312 800							312 800		312 800
Distribuição em MT				18 113 225		18 113 225	45 254		45 254	18 158 479		18 158 479
Subestações				7 832 500		7 832 500				7 832 500		7 832 500
Linhas				9 146 525		9 146 525				9 146 525		9 146 525
Postos de Corte e Seccionamento												
Centros de Controlo e Telemedida				1 134 200		1 134 200				1 134 200		1 134 200
Equipas de Contagem e Medida							45 254		45 254	45 254		45 254
Outros Equipamentos Básicos									0			
Distribuição em BT				7 000 700		7 000 700	864 951		864 951	7 865 651		7 865 651
Postos de Transformação				2 746 900		2 746 900				2 746 900		2 746 900
Redes Urbanas												
Redes Rurais				3 646 250		3 646 250				3 646 250		3 646 250
Chegadas Aéreas												
Chegadas Subterrâneas												
Iluminação Pública				607 550		607 550				607 550		607 550
Equipas de Contagem e Medida							864 951		864 951	864 951		864 951
Outros Equipamentos Básicos												
Equipamento de Transporte												
Ferramentas e Utensílios	26 969		26 969	51 304		51 304	21 727		21 727	100 000		100 000
Equipamento Administrativo	199 570		199 570	704 646		704 646	580 783		580 783	1 485 000		1 485 000
Diferenças Câmbio												
Outro Imobilizado Corpóreo				12 000		12 000	30 000		30 000	42 000		42 000
TOTAL	28 015 807		28 015 807	26 187 829		26 187 829	1 600 294		1 600 294	55 803 931		55 803 931

Fonte: EEM

Quadro VI - 23 - Investimentos da EEM por actividade em 2011

Unidade: EUR

Activo Bruto	Investimentos em 2011											
	AGS			DEE			CEE			TOTAL		
	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos totais
IMOBILIZADO INCORPÓREO	55 000		55 000	170 000		170 000				225 000		225 000
IMOBILIZADO CORPÓREO	28 565 784		28 565 784	23 930 791		23 930 791	1 485 976		1 485 976	53 982 551		53 982 551
Terrenos e Recursos Naturais												
Edifícios e Outras Construções	219 833		219 833	28 217		28 217	11 950		11 950	260 000		260 000
Equipamento Básico	28 130 200		28 130 200							28 130 200		28 130 200
Aproveitamentos endógenos	15 030 000		15 030 000							15 030 000		15 030 000
Hídricos	15 030 000		15 030 000							15 030 000		15 030 000
Geotérmicos												
Eólicos												
Outros												
Centrais térmicas	12 829 000		12 829 000							12 829 000		12 829 000
Outros Equipamentos Básicos	271 200		271 200							271 200		271 200
Distribuição em MT				16 749 845		16 749 845	45 254		45 254	16 795 099		16 795 099
Subestações				7 490 920		7 490 920				7 490 920		7 490 920
Linhas				8 270 125		8 270 125				8 270 125		8 270 125
Postos de Corte e Seccionamento												
Centros de Controlo e Telemedida				988 800		988 800				988 800		988 800
Equipas de Contagem e Medida							45 254		45 254	45 254		45 254
Outros Equipamentos Básicos												
Distribuição em BT				6 400 300		6 400 300	864 951		864 951	7 265 251		7 265 251
Postos de Transformação				2 302 000		2 302 000				2 302 000		2 302 000
Redes Urbanas												
Redes Rurais				3 490 750		3 490 750				3 490 750		3 490 750
Chegadas Aéreas												
Chegadas Subterrâneas												
Iluminação Pública				607 550		607 550				607 550		607 550
Equipas de Contagem e Medida							864 951		864 951	864 951		864 951
Outros Equipamentos Básicos												
Equipamento de Transporte												
Ferramentas e Utensílios	26 969		26 969	51 304		51 304	21 727		21 727	100 000		100 000
Equipamento Administrativo	188 783		188 783	689 125		689 125	512 092		512 092	1 390 000		1 390 000
Diferenças Câmbio												
Outro Imobilizado Corpóreo				12 000		12 000	30 000		30 000	42 000		42 000
TOTAL	28 620 784		28 620 784	24 100 791		24 100 791	1 485 976		1 485 976	54 207 551		54 207 551

Fonte: EEM